

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет Энергетический  
Кафедра Энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Зав. кафедрой  
\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование системы электроснабжения 10/0,4 кВ Северного  
жилого района №2 города Хабаровск

Исполнитель  
студент группы 942-узб

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

И.Р. Сушенцов

Руководитель  
доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

А.Н. Козлов

Консультант по  
безопасности и  
экологичности  
доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента И.Р. Сушенцов

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы электроснабжения 10/0,4 кВ Северного жилого района №2 города Хабаровск

(утверждена приказом от 03.04.2023г. №794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: контрольный замер ПС 110-35 кВ Хабаровских электрических сетей, план развития жилой застройки города Хабаровск до 2030 года, главная схема ПС «Р», типовые схемы микропроцессорных блоков защит, типовые принципиальные электрические схемы распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика проектируемого района, проектирование электрической сети 0,4 кВ, проектирование электрической сети 10 кВ, компенсация реактивной мощности, компенсация емкостных токов, выбор и проверка оборудования 10 кВ РТП и ПС «Р», релейная защита и автоматика, расчет заземления

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): план проектируемых сетей 0,4 кВ северного жилого района №2 города Хабаровск, варианты проектируемых сетей 10 кВ северного жилого района №2 города Хабаровск, однолинейная схема проектируемых сетей 10 кВ, однолинейная схема РУВН и план РТП-6, однолинейная схема ПС 35/10 кВ «Р», микропроцессорная защита кабельной линии 10 кВ

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность – доцент, канд.техн.наук Булгаков А.Б.

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: доцент, канд.техн.наук Козлов А.Н.

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 111 с, 9 рисунков, 38 таблиц, 34 использованных источника.

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, РАСЧЁТНАЯ НАГРУЗКА, КОМПЛЕКТНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ЗАЩИТНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ДВУХЛУЧЕВАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КАТЕГОРИЙНОСТЬ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИЧЕСКИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ, ВАКУУМНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ, ОТВОД ЗЕМЕЛЬ, СОПРОТИВЛЕНИЕ ЗАЗЕМЛИТЕЛЯ, ТРАССА ПРОКЛАДКИ

Актуальность для проектирования системы электроснабжения 10/0,4 кВ Северного жилого района №2 города Хабаровск объясняется тем, что застройка рассматриваемого района требует того, чтобы была подготовлена инженерная инфраструктура. Цель работы - выполнить проектирование системы электроснабжения 10/0,4 кВ Северного жилого района №2 города Хабаровск.

При проектировании выполнено обоснование варианта проектирования электрической части, произведен технико-экономический расчет, определены рабочие токи и токи короткого замыкания, в соответствии с которыми произведен выбор силовых трансформаторов и основного электротехнического оборудования. Рассмотрены также устройства релейной защиты и автоматики.

Новизна результатов работы характеризуется тем, что при проектировании системы электроснабжения напряжением 0,4-10 кВ предложены к использованию современные технические средства и аппараты.

Практическая значимость объясняется тем, что получены параметры системы электроснабжения 10/0,4 кВ Северного жилого района №2 города Хабаровски и дальнейшие затраты времени на проработку инженерных решений могут быть снижены соответствующими проектными организациями.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика проектируемого района	9
1.1 Климатические условия	9
1.2 Характеристика инфраструктуры проектируемого района	9
2 Проектирование электрической сети 0,4 кВ	11
2.1 Нагрузка на вводе 0,4 кВ потребителей	11
2.2 Нагрузки освещения улиц	18
2.3 Нагрузки фидеров 0,4 кВ	19
2.4 Нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП	26
2.5 Выбор аппаратов и кабелей 0,4 кВ	28
2.5.1 Линейные автоматические выключатели 0,4 кВ	28
2.5.2 Автоматические выключатели вводов 0,4 кВ	29
2.5.3 Кабели 0,4 кВ	31
2.6 Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ	33
2.7 Проверка аппаратов и кабелей 0,4 кВ	37
2.7.1 Проверка линейных автоматических выключателей 0,4 кВ	37
2.7.2 Проверка вводных автоматических выключателей 0,4 кВ	38
2.7.3 Проверка кабелей 0,4 кВ	39
3 Проектирование электрической сети 10 кВ	42
3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП	42
3.2 Выбор кабелей 10 кВ	43
3.3 Выбор схемы сетей 10 кВ по экономическим параметрам	51
3.4 Расчёт токов короткого замыкания в сети 10 кВ	53
3.5 Выбор выключателей нагрузки 10 кВ на ТП	56
3.6 Выбор предохранителей 10 кВ на ТП	58
3.7 Проверка кабелей 10 кВ	59
3.8 Проверка выключателей нагрузки 10 кВ на ТП	61

4	Компенсация реактивной мощности	63
5	Компенсация емкостных токов	64
6	Выбор и проверка оборудования 10 кВ РТП и ПС «Р»	65
6.1	Выбор и проверка комплектных распределительных устройств	65
6.2	Выбор и проверка выключателей	68
6.3	Выбор и проверка трансформаторов тока	73
6.4	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	77
6.5	Выбор и проверка жёстких шин	79
6.6	Выбор и проверка опорных изоляторов	82
6.7	Выбор ограничителей перенапряжения	84
7	Релейная защита и автоматика	87
7.1	Токовая отсечка	87
7.2	Максимальная токовая защита	88
7.3	Защита от однофазных замыканий на землю	90
7.4	Автоматическое включение резерва	91
8	Расчет заземления	92
9	Безопасность и экологичность	96
9.1	Безопасность	96
9.2	Экологичность	100
9.3	Чрезвычайные ситуации	102
	Заключение	106
	Библиографический список	107

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматическое включение резерва;

АО – акционерное общество;

ДРСК – Дальневосточная распределительная сетевая компания;

ЗНЗ – защита от замыкания на землю;

КЗ – короткое замыкание;

КРМ – компенсация реактивной мощности;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ПЭВМ – персональная электронная вычислительная машина;

РУ – распределительное устройство;

ТП – трансформаторная подстанция.

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящий момент на территории города Хабаровск проводится интенсивная застройка жилых районов, масштабный ввод в эксплуатацию жилых районов с соответствующей инфраструктурной составляющей инженерных и транспортных систем. Выполнение краевой целевой программы «Жилище» на 2021-2025 годы в Хабаровском крае предполагает существенное увеличение присоединенной мощности к центрам питания города Хабаровск [1]. Преследую данную тенденцию, выполняются крупные инвестиционные проекты как по созданию новых центров питания электрических сетей, так и по реконструкции существующих с переходом на более высокий класс номинального напряжения.

Целесообразность разработки проекта по системе электроснабжения 10/0,4 кВ Северного жилого района №2 города Хабаровск объясняется тем, что крупный район застройки необходимо обеспечить системой электроснабжения напряжением 0,4-10 кВ, которая будет способна для потребителей электроэнергии района показать безаварийную, надёжную и качественную работу.

При выполнении проекта по системе электроснабжения 10/0,4 кВ Северного жилого района №2 города Хабаровск проведены расчёты электрических нагрузок потребителей жилых зданий, использованы нормативные удельные нагрузки с учётом количества квартир в доме, количества силовых потребителей электродвигателей водоснабжения и лифтовых установок, наличия или отсутствия нагрузки встроенных в жилые дома потребителей. Аналогичные расчёты выполнены для потребителей общественных зданий.

Выбор конфигурации сети 0,4 кВ выполнен с учётом условий прокладки кабелей, в соответствии с требованиями по надёжности, а также с учётом проверки по допустимой потере напряжения.

Выбраны уставки срабатывания релейной защиты и автоматики в сетях 10 кВ по результатам расчёта величин токов КЗ, проверена их чувствительность и выбрано время срабатывания.

Приведено описание мер безопасности при подключении к существующим центрам питания проектируемых сетей, определены площади отводимых земель по размещению объектов системы электроснабжения 10/0,4 кВ Северного жилого района №2 города Хабаровск.

Основание для разработки проекта по системе электроснабжения 10/0,4 кВ Северного жилого района №2 города Хабаровск обусловлено тем, что существует масштабный проект квартальной застройки, в состав которой входят группа панельных домов серии 121Х и монолитные дома переменной этажности. В проектируемом районе хорошо развита транспортная сеть и инфраструктура, что снижает трудоемкость при проектировании системы электроснабжения ввиду отсутствия технических и географических ограничений прокладки трассы кабельных линий питания 10-0,4 кВ.

Исходные данные для разработки проекта по системе электроснабжения 10/0,4 кВ Северного жилого района №2 города Хабаровск размещены на официальном сайте администрации города Хабаровск, АО «ДРСК», а также получены на преддипломной практике и содержат информацию по контрольным замерам центров питания проектируемых сетей, картам-схемам расположения района застройки и объектов электроэнергетической инфраструктуры, схемам подключения центров питания по стороне питающего их напряжения.

Актуальность для проектирования системы электроснабжения 10/0,4 кВ Северного жилого района №2 города Хабаровск объясняется тем, что застройка рассматриваемого района требует того, чтобы была подготовлена инженерная инфраструктура.

Цель работы - выполнить проектирование системы электроснабжения 10/0,4 кВ Северного жилого района №2 города Хабаровск.

В процессе разработки темы широко использовалась ПЭВМ с лицензионным ПО серии Microsoft Office, приложение Mathtype, ПО серии Mathcad, операционная система Windows.



# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМОГО РАЙОНА

## 1.1 Климатические условия

Хабаровский край расположен на Дальнем Востоке; с востока омывается Охотским и Японским морями. Хабаровский край граничит на юге с Приморским краем, Китаем, на юго-западе и западе – с Амурской областью, на северо-западе и севере - с Республикой Саха, на северо-востоке – с Магаданской областью [3].

Климат умеренно-муссонный, с холодной малоснежной зимой и жарким влажным летом. Средняя температура января: от  $-22^{\circ}\text{C}$  на юге, до  $-40$  градусов на севере, на морском побережье от  $-15$  до  $-25^{\circ}\text{C}$ ; июля: от  $+11^{\circ}\text{C}$  - в приморской части, до  $+21^{\circ}\text{C}$  во внутренних и южных районах. Осадков в год выпадает от 400 мм на севере [3].

Каждый район характеризуется своим климатом и исходящими из этого условиями, показателями. Сведены все необходимые характеристики района в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Справочная величина
Район по ветру	III
Нормативная скорость ветра, м/сек	3,25
Район по гололеду	II
Толщина стенки гололеда, мм	10
Низшая температура воздуха, С	-40
Высшая температура воздуха, С°	+38

## 1.2 Характеристика инфраструктуры проектируемого района

В городе Хабаровске проектируемый микрорайон Северного жилого района №2 является перспективной масштабной застройкой, включающая в себя целые кварталы крупнопанельных домов, монолитные жилые дома и комплексы, торговые и развлекательные центры (рисунок 1-2).



Рисунок 1 – Северный жилой район №2 в г. Хабаровске, планировочная схема



Рисунок 2 – Северный жилой район №2 в г. Хабаровске, текущая схема

Город территориально подразделяется на четыре округа и административно на 5 районов. Проектируемый район новой застройки располагается в железнодорожном районе. Границы района с севера на юг - от улицы Трехгорной до завода теплоизоляционных материалов, с запада на восток - от улиц Яшина, Тихоокеанской до аэропорта и поселка Горького [3].

Численность населения района города на 1 января 2023 г. составила 150692 чел., что составляет 26% от общей численности населения Хабаровска. Плотность населения 140 чел./га [3].

Крупнейший транспортный узел города. Район является центром пассажирских и грузовых перевозок Дальнего Востока. В районе сосредоточены предприятия по обслуживанию железнодорожного транспорта, автовокзал, троллейбусное депо, муниципальное транспортное предприятие города, аэропорт. Здесь же расположен филиал ОАО "Пивоваренная компания "Балтика" - "Балтика-Хабаровск" [3].

## 2 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 0,4 кВ

### 2.1 Нагрузка на вводе 0,4 кВ потребителей

Перед выполнением расчётов нагрузок жилых зданий определяются основные исходные данные для потребителей 0,4 кВ проектируемого района – количество квартир, удельная нагрузка на 1 кв, площади встроенных помещений. Исходные данные для расчета суммарной нагрузки общественных и жилых зданий приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Исходные данные по нагрузке потребителей 0,4 кВ

Объект	№ на листе	Основная нагрузка			Встроенный электроприемник			
		Ед. изм.	Кол-во	$P_{зд. уд.}$	Объект	$S_{встр. ЭП, м^2}$	$P_{зд. встр., кВт}$	$k_{н.м.}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Бытовые потребители								
Панельный дом 10 эт	1	кв	320	1,77	-	-	-	-
Панельный дом 10 эт	2	кв	270	1,79	-	-	-	-
Панельный дом 10 эт	3	кв	240	1,8	-	-	-	-
Панельный дом 10 эт	4	кв	200	1,83	-	-	-	-
Панельный дом 10 эт	5	кв	360	1,75	-	-	-	-
Панельный дом 10 эт	6	кв	260	1,79	-	-	-	-
Панельный дом 10 эт	17	кв	260	1,79	-	-	-	-
Панельный дом 10 эт	16	кв	200	1,83	-	-	-	-
Панельный дом 10 эт	18	кв	220	1,81				
Панельный дом 10 эт	33	кв	180	1,85	Продовольственный магазин	м <sup>2</sup>	500	0,25
Монолитный дом 25 эт	9	кв	233	1,8				
Монолитный дом 25 эт	10	кв	210	1,82				
Монолитный дом 25 эт	11	кв	229	1,8				
Панельный дом 10 эт	12	кв	260	1,79	Офисные помещения	м <sup>2</sup>	150	0,054
Панельный дом 10 эт	14	кв	260	1,79	Непродовольственный магазин	м <sup>2</sup>	500	0,16
Кирпичный дом переменной этажности 14	7	кв	210	1,82	Непродовольственный магазин	м <sup>3</sup>	500	0,16
Кирпичный дом переменной этажности	8	кв	210	1,82	Продовольственный магазин	м <sup>2</sup>	500	0,25
Кирпичный дом переменной этажности	13	кв	300	1,77				
Кирпичный дом переменной этажности	15	кв	330	1,74				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Панельный дом 10 эт	19	кв	230	1,8				
Панельный дом 10 эт	20	кв	210	1,82				
Монолитный дом 20 эт	21	кв	190	1,85				
Монолитный дом 20 эт	22	кв	200	1,83				
Панельный дом 10 эт	23	кв	180	1,85				
Кирпичный дом переменной этажности	24	кв	315	1,75				
Панельный дом 10 эт	28	кв	195	1,83				
Панельный дом 10 эт	29	кв	180	1,85				
Панельный дом 10 эт	30	кв	200	1,83				
Панельный дом 10 эт	31	кв	210	1,82				
Детские сады								
Детский сад	32	мест	250	0,46				
Детский сад	34	мест	350	0,46				
Детский сад	35	мест	300	0,46				
Детский сад	36	мест	150	0,46				
Коммунальные потребители								
Поликлиника	37	мест	500	0,36				
Культурный центр	38	мест	1000	0,14				
Школа	39	мест	700	0,25				
Торговый центр	25	м <sup>2</sup>	1500	0,2				
Управление соцзащиты	26	м <sup>2</sup>	5000	0,054				
Гипермаркет	27	м <sup>2</sup>	1000	0,25				

По данным таблицы 2, делается вывод о наличии существенной нагрузки силовых электроприёмников среди нагрузки жилых и коммунальных зданий. Предварительно необходимо выполнить расчёт силовой нагрузки потребителей 0,4 кВ, которая представлена двигателями лифтовых кабин и вспомогательными насосами подъёма воды системы водоснабжения района.

Силовая нагрузка по жилому дому №30 включает 3х12,5 кВт лифтовых установок, 3х15 кВт и насосов подъёма воды.

По формуле [7] нахождения активной мощности силовых электроприёмников жилого дома №30 имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$P_c = k'_c \sum_I^n P_{\text{ов}_i} = k'_{\text{с.лифт}} \cdot n_{\text{лифт}} \cdot P_{\text{лифт}} + k'_{\text{с.насос}} \cdot n_{\text{насос}} \cdot P_{\text{насос}}, \quad (1)$$

$$P_c = 0,9 \cdot 3 \cdot 12,5 + 0,9 \cdot 3 \cdot 15 = 74,25 \text{ кВт};$$

где  $k'_{с.лифт}$  - коэффициент спроса лифтовых установок;

$k'_{с.насос}$  - коэффициент спроса насоса;

$n_{лифт}$  - количество лифтовых установок;

$n_{насос}$  - количество насосов;

$P_{лифт}$  - установленная мощность электродвигателя лифта, кВт;

$P_{насос}$  - установленная мощность насоса, кВт.

Проводятся однотипные расчёты мощности силовых электроприемников жилых домов района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 3, в которой дано подробное деление по каждому потребителю 0,4 кВ.

Таблица 3 - Двигательная нагрузка жилых зданий района

Объект	№ на листе	Силовая нагрузка лифтов и насосов							
		$N_{лифт}$	$P_{лифт}$	$K_{с.лифт}$	$N_{нас.}$	$P_{нас.}$	$K_{с.нас.}$	$P_{силЭП}$	$k_{н.м.}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Панельный дом 10 эт	1	7	12,5	0,6	7	15	0,77	133,35	1
Панельный дом 10 эт	2	6	12,5	0,65	6	15	0,78	118,95	1
Панельный дом 10 эт	3	5	12,5	0,7	5	15	0,8	103,75	1
Панельный дом 10 эт	4	4	12,5	0,7	4	15	0,85	86	1
Панельный дом 10 эт	5	8	12,5	0,57	8	15	0,75	147	1
Панельный дом 10 эт	6	6	12,5	0,65	6	15	0,78	118,95	1
Панельный дом 10 эт	17	6	12,5	0,65	6	15	0,78	118,95	1
Панельный дом 10 эт	16	6	12,5	0,65	6	15	0,78	118,95	1
Панельный дом 10 эт	18	5	12,5	0,7	5	15	0,8	103,75	1
Панельный дом 10 эт	33	4	12,5	0,7	4	15	0,85	86	1
Монолитный дом 25 эт	9	4	12,5	0,8	1	30	1	70	1
Монолитный дом 25 эт	10	4	12,5	0,8	1	30	1	70	1
Монолитный дом 25 эт	11	4	12,5	0,8	1	30	1	70	1
Панельный дом 10 эт	12	6	12,5	0,65	6	15	0,78	118,95	1
Панельный дом 10 эт	14	6	12,5	0,65	6	15	0,78	118,95	1
Кирпичный дом переменной этажности	7	3	12,5	0,9	3	15	0,9	74,25	1
Кирпичный дом переменной этажности	8	3	12,5	0,9	3	15	0,9	74,25	1

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Кирпичный дом переменной этажности	13	7	12,5	0,6	5	15	0,8	112,5	1
Кирпичный дом переменной этажности	15	7	12,5	0,6	5	15	0,8	112,5	1
Панельный дом 10 эт	19	3	12,5	0,9	3	15	0,9	74,25	1
Панельный дом 10 эт	20	3	12,5	0,9	3	15	0,9	74,25	1
Монолитный дом 20 эт	21	4	12,5	0,8	1	30	1	70	1
Монолитный дом 20 эт	22	4	12,5	0,8	1	30	1	70	1
Панельный дом 10 эт	23	4	12,5	0,7	4	15	0,85	86	1
Кирпичный дом переменной этажности	24	7	12,5	0,6	5	15	0,8	112,5	1
Панельный дом 10 эт	28	3	12,5	0,9	3	15	0,9	74,25	1
Панельный дом 10 эт	29	3	12,5	0,9	3	15	0,9	74,25	1
Панельный дом 10 эт	30	3	12,5	0,9	3	15	0,9	74,25	1
Панельный дом 10 эт	31	3	12,5	0,9	3	15	0,9	74,25	1

Нагрузка по жилому дому №30 включает 200 квартир.

По формуле нахождения активной мощности квартир на вводе 0,4 кВ жилого дома №30 имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$P_{кв} = P_{кв. уд.} \cdot n, \quad (2)$$

$$P_{кв} = 1,83 \cdot 200 = 366,0 \text{ кВт},$$

где  $P_{кв. уд.}$  - удельная нагрузка при количестве квартир 200 шт;

$n$  – количество квартир жилого дома №30.

По формуле нахождения суммарной активной мощности квартир на вводе 0,4 кВ жилого дома №30 имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$P_{р.ж.д.} = P_{кв} + k_y P_c; \quad (3)$$

$$P_{p.ж.д.} = 366 + 1 \cdot 74,25 = 432,8 \text{ кВт},$$

где  $k_y$  – коэффициент, учитывающий участие силовых установок в максимуме нагрузки квартир;

Встраиваемых объектов нет, кроме силовой и нагрузки квартир на вводе 0,4 кВ жилого дома №30.

По формуле нахождения суммарной реактивной мощности квартир на вводе 0,4 кВ жилого дома №30 имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$Q_{p.ж.д.} = P_{p.ж.д.} \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (4)$$

$$Q_{p.ж.д.} = 311 \cdot 0,2 = 62,2 \text{ квар.}$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  - коэффициент реактивной мощности, принимаем по [1] 0,2.

По формуле нахождения активной мощности квартир на вводе 0,4 кВ жилого дома при наличии встраиваемых объектов имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$P_{p.ж.д.} = P_{зд.маx} + \sum_I^n k_{yi} P_{зdi}, \quad (5)$$

где  $P_{зд.маx}$  -наибольшая нагрузка из числа имеющихся абонентов, кВт;

$k_{yi}$  - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок помещений или квартир и силовых электроприемников, [7];

$P_{зdi}$  - расчетные нагрузки остальных абонентов.

Нагрузка по детскому саду №32 включает 250 мест.

По формуле нахождения активной мощности на вводе 0,4 кВ детского сада имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:



$$P_{зд} = P_{сад. уд.} \cdot n_m; \quad (6)$$

$$P_{зд} = 0,25 \cdot 250 = 115 \text{ кВт.}$$

где  $P_{сад. уд.}$  – удельная расчётная нагрузка [7], кВт;

$n_m$  – количество мест.

По формуле нахождения реактивной мощности на вводе 0,4 кВ детского сада имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$Q_{зд} = P_{зд} \cdot tg\varphi; \quad (7)$$

$$Q_{зд} = 115 \cdot 0,24 = 28,4 \text{ квар.}$$

Нагрузку двигателей лифтов и насосов водоснабжения принимаем согласно [4], коэффициент участия силовой нагрузки в максимуме нагрузке квартир берём в [7].

Проводятся однотипные расчёты мощности потребителей 0,4 кВ района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 4, в которой дано подробное деление по каждому потребителю 0,4 кВ.

Таблица 4 - Расчёт нагрузок потребителей 0,4 кВ района города Хабаровск

Объект	№ на листе	Расчётная нагрузка на вводе			cosφ	Кат-я по над-ти
		$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВА		
1	2	3	4	5	6	7
Бытовые потребители						
Панельный дом 10 эт	1	686,4	138,0	700	0,98	2
Панельный дом 10 эт	2	590,4	118,7	602	0,98	2
Панельный дом 10 эт	3	525,4	105,6	536	0,98	2
Панельный дом 10 эт	4	443,4	89,1	452	0,98	2
Панельный дом 10 эт	5	762,3	153,2	778	0,98	2
Панельный дом 10 эт	6	572,5	115,1	584	0,98	2
Панельный дом 10 эт	17	572,5	115,1	584	0,98	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7
Панельный дом 10 эт	16	473,1	95,1	483	0,98	2
Панельный дом 10 эт	18	491,6	98,8	501	0,98	2
Панельный дом 10 эт	33	485,4	155,5	510	0,95	2
Монолитный дом 25 эт	9	482,4	97,0	492	0,98	2
Монолитный дом 25 эт	10	445,2	89,5	454	0,98	2
Монолитный дом 25 эт	11	475,2	95,5	485	0,98	2
Панельный дом 10 эт	12	577,3	184,9	606	0,95	2
Панельный дом 10 эт	14	620,5	198,8	652	0,95	2
Кирпичный дом переменной этажности	7	497,0	159,2	522	0,95	2
Кирпичный дом переменной этажности	8	524,0	167,9	550	0,95	2
Кирпичный дом переменной этажности	13	632,3	127,1	645	0,98	2
Кирпичный дом переменной этажности	15	675,5	135,8	689	0,98	2
Панельный дом 10 эт	19	480,8	96,7	490	0,98	2
Панельный дом 10 эт	20	449,0	90,3	458	0,98	2
Монолитный дом 20 эт	21	414,5	83,3	423	0,98	2
Монолитный дом 20 эт	22	429,0	86,2	438	0,98	2
Панельный дом 10 эт	23	410,4	82,5	419	0,98	2
Кирпичный дом переменной этажности	24	652,5	131,2	666	0,98	2
Панельный дом 10 эт	28	423,7	85,2	432	0,98	2
Панельный дом 10 эт	29	399,8	80,4	408	0,98	2
Панельный дом 10 эт	30	432,8	87,0	441	0,98	2
Панельный дом 10 эт	31	449,0	90,3	458	0,98	2
Детские сады						
Детский сад	32	115	28,4	118	0,97	2
Детский сад	34	161	39,7	166	0,97	2
Детский сад	35	138	34,1	142	0,97	2
Детский сад	36	69	17,0	71	0,97	2
Коммунальные потребители						
Поликлиника	37	180	73,5	194	0,92	2
Культурный центр	38	140	57,2	151	0,92	2
Школа	39	175	56,1	184	0,95	2
Торговый центр	25	300	158,6	339	0,87	2
Управление соцзащиты	26	270	142,7	305	0,87	2
Гипермаркет	27	250	167,7	301	0,80	2

## 2.2 Нагрузки освещения улиц

При отсутствии точных параметров расположения и высоты опор для установки светильников, ширины освещаемых проездов и используемых типов светильников воспользуемся оценочным методом расчёта нагрузки освещения улиц.

По формуле [7] нахождения активной мощности осветительной нагрузки на вводе 0,4 кВ ТП-10 имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$P_{осв} = P_{осв.уд} \cdot (l_7 + l_8 + l_{35}), \quad (8)$$

$$P_{осв10} = 10 \cdot (0,15 + 0,15 + 0,15) = 4,5 \text{ кВт},$$

где  $P_{осв.уд}$  – удельная мощность, для освещения уличных территорий и прогулочных зон 10 кВт/км;

$l$  – длина проездов и уличных территорий, км.

Нагрузку освещения улиц учитываем при определении нагрузки ТП на стороне 0,4 кВ.

### 2.3 Нагрузки фидеров 0,4 кВ

Для обеспечения надёжности электроснабжения жилых домов, используем преимущественно радиальную резервированную схему запитки потребителей. Жилые дома относятся ко 2 и 3 категории по надёжности, так как общее число строящихся квартир значительное, целесообразно рассматривать район застройки в целом, относящимся ко 2 категории по надёжности электроснабжения, перерыв в электроснабжении не должен превышать 1 час. Кабели прокладываются в земле в траншеях, используется радиальная резервированная схема подключения потребителей 0,4 кВ к шинам НН ТП, так как единичная нагрузка потребителей имеет значительную величину и применение магистральной схемы может привести к завышению сечения магистральных кабелей и существенному превышению расчётного тока пропускной способности КЛ, КЛ-0,4 кВ не прокладываются под проезжей частью [8]

Проводятся однотипные расчёты мощности КЛ-0,4 кВ района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 5, в которой дано подробное деление по каждой КЛ-0,4 кВ и ТП. План подключения потребителей 0,4 кВ района проектирования к ТП показан на рисунке 3.

Таблица 5 – Расчетные электрические нагрузки линии

№ ТП	№ потребителя 0,4 кВ	ф-	$P_{р.л.},$ кВт	$Q_{р.л.},$ квар	$S_{р.л.},$ кВА
ТП-1	19	ф- 1	480,8	96,7	490,4
	15	ф- 2	675,5	135,8	689,0
	32	ф- 3	115,0	28,4	118,5
	26	ф- 4	270,0	142,7	305,4
ТП-2	20	ф- 1	449,0	90,3	458,0
	21	ф- 2	414,5	83,3	422,8
	22	ф- 3	429,0	86,2	437,6
	27	ф- 4	250,0	167,7	301,0
ТП-3	23	ф- 1	410,4	82,5	418,6
	24	ф- 2	652,5	131,2	665,6
	39	ф- 3	175,0	56,1	183,8
ТП-4	18	ф- 1	491,6	98,8	501,4
	28	ф- 2	423,7	85,2	432,2
	33	ф- 3	485,4	155,5	509,7
	36	ф- 4	69,0	17,0	71,1
ТП-5	16	ф- 1	473,1	95,1	482,5
	17	ф- 2	572,5	115,1	583,9
	29	ф- 3	399,8	80,4	407,8
	34	ф- 4	161,0	39,7	165,8
	38	ф- 5	140,0	57,2	151,2
ТП-6	4	ф- 1	443,4	89,1	452,3
	5	ф- 2	762,3	153,2	777,5
	6	ф- 3	572,5	115,1	583,9
	30	ф- 4	432,8	87,0	441,5
ТП-7	1	ф- 1	686,4	138,0	700,1
	31	ф- 2	449,0	90,3	458,0
	37	ф- 3	180,0	73,5	194,4
ТП-8	2	ф- 1	590,4	118,7	602,2
	3	ф- 2	525,4	105,6	535,9
	9	ф- 3	482,4	97,0	492,0
ТП-9	10	ф- 1	445,2	89,5	454,1
	11	ф- 2	475,2	95,5	484,7
	12	ф- 3	577,3	184,9	606,2
ТП-10	7	ф- 1	497,0	159,2	521,9
	8	ф- 2	524,0	167,9	550,3
	35	ф- 3	138,0	34,1	142,1
ТП-11	13	ф- 1	632,3	127,1	644,9
	14	ф- 2	620,5	198,8	651,5
	25	ф- 3	300,0	158,6	339,3

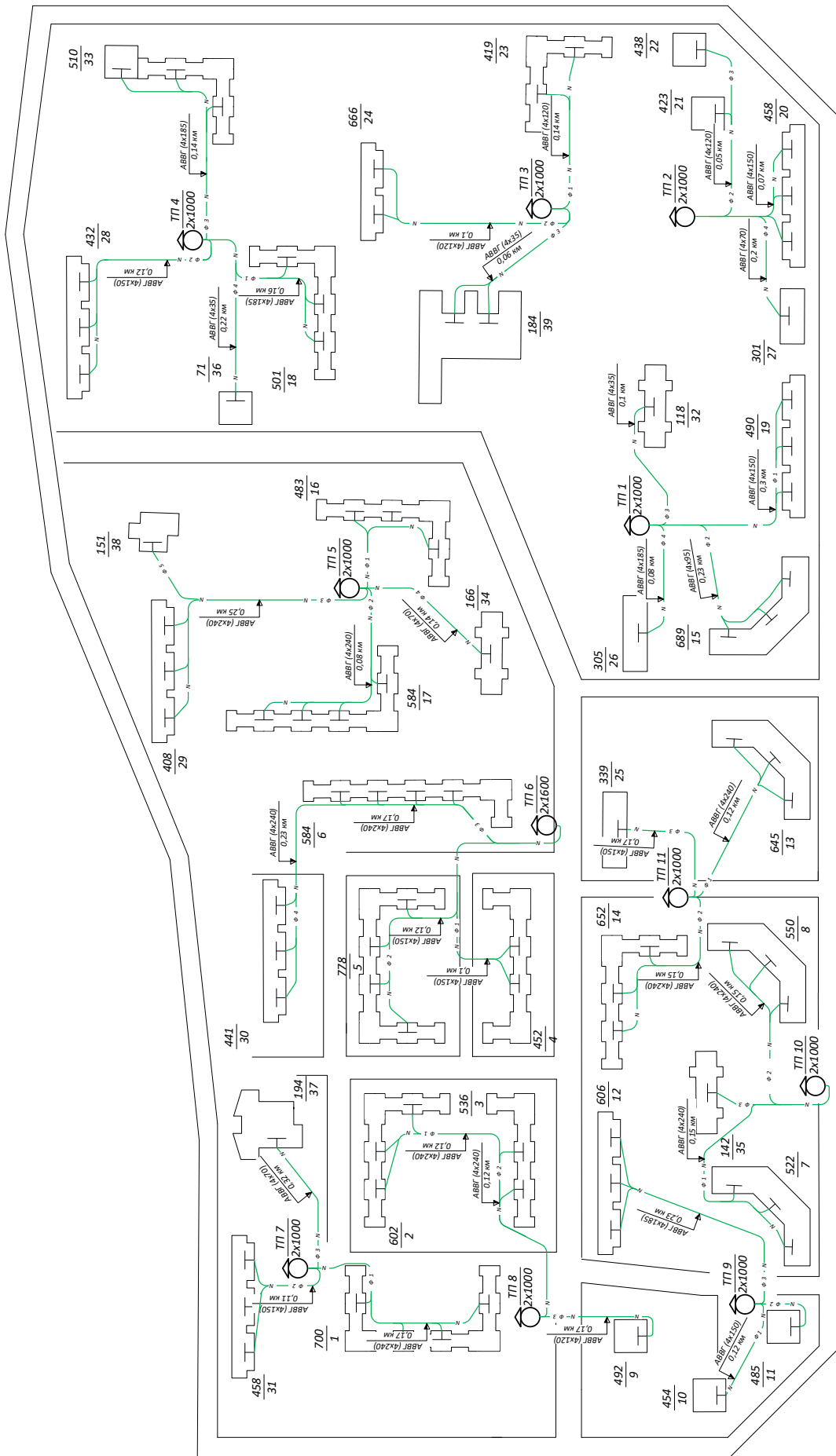


Рисунок 3 - План подключения потребителей

По формуле нахождения потерь мощности в КЛ-0,4 кВ ф-1 от ТП-10 района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$\Delta P_{л} = \frac{(P_{р.л}^2 + Q_{р.л}^2) \cdot L \cdot R}{U^2 \cdot 1000}, \quad (9)$$

$$\Delta P_{л} = \frac{(524^2 + 167,9^2) \cdot 0,15 \cdot 0,129}{0,4^2 \cdot 1000} = 36,62 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{л} = \frac{(P_{р.л}^2 + Q_{р.л}^2) \cdot L \cdot X}{U^2 \cdot 1000}, \quad (10)$$

$$\Delta Q_{л} = \frac{(524^2 + 167,9^2) \cdot 0,15 \cdot 0,057}{0,4^2 \cdot 1000} = 16,18 \text{ квар},$$

где  $R$  - удельное активное сопротивление КЛ-0,4 кВ, Ом/км;

$X$  - удельное реактивное сопротивление КЛ-0,4 кВ, Ом/км.

По формуле нахождения приведенной к головному участку мощности в КЛ-0,4 кВ ф-1 от ТП-10 района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$P_{прив.л} = P_{р.л} + \Delta P_{л}, \quad (11)$$

$$P_{прив.л} = 524 + 36,62 = 560,62 \text{ кВт},$$

$$Q_{прив.л} = Q_{р.л} + \Delta Q_{л}, \quad (12)$$

$$Q_{\text{прив.Л}} = 167,9 + 16,18 = 184,1 \text{ квар.}$$

По формуле нахождения приведенной к головному участку полной мощности в КЛ-0,4 кВ ф-1 от ТП-10 района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$S_{\text{прив.Л}} = \sqrt{P_{\text{прив.Л}}^2 + Q_{\text{прив.Л}}^2}, \quad (13)$$

$$S_{\text{прив.Л}} = \sqrt{560,6^2 + 184,1^2} = 590,1 \text{ кВА.}$$

По формуле нахождения расчётного тока КЛ-0,4 кВ ф-1 от ТП-10 при работе одной цепи имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$I_p = \frac{S_{\text{прив.Л}}}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (14)$$

$$I_p = \frac{590,1}{0,4 \cdot \sqrt{3}} = 426 \text{ А.}$$

Проводятся однотипные расчёты потерь мощности в КЛ-0,4 кВ района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 6, в которой дано подробное деление по каждой КЛ-0,4 кВ и ТП.

Таблица 6 – Результаты расчета потерь мощности в КЛ-0,4 кВ

№ ТП	№ потребителя 0,4 кВ	Ф-	$\Delta P_{\text{л}}$ , кВт	$\Delta Q_{\text{л}}$ , квар	$P_{\text{прив.Л}}$ , кВт	$Q_{\text{прив.Л}}$ , квар
1	2	3	4	5	6	7
ТП-1	19	ф- 1	40,65	11,65	521,5	108,3
	15	ф- 2	78,08	14,29	753,5	150,1
	32	ф- 3	7,84	0,56	122,8	28,9
	26	ф- 4	22,66	7,99	292,7	150,7

## Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7
ТП-2	20	ф- 1	19,09	5,47	468,1	95,7
	21	ф- 2	14,58	3,35	429,1	86,7
	22	ф- 3	24,89	7,13	453,9	93,4
	27	ф- 4	25,32	3,47	275,3	171,2
ТП-3	23	ф- 1	40,02	9,20	450,4	91,7
	24	ф- 2	72,26	16,61	724,8	147,8
	39	ф- 3	11,32	0,81	186,3	56,9
ТП-4	18	ф- 1	42,49	14,98	534,1	113,8
	28	ф- 2	29,13	8,35	452,8	93,5
	33	ф- 3	38,42	13,55	523,8	169,1
	36	ф- 4	6,21	0,44	75,2	17,5
ТП-5	16	ф- 1	21,19	6,07	494,2	101,2
	17	ф- 2	21,99	9,72	594,4	124,8
	29	ф- 3	33,52	14,81	433,3	95,2
	34	ф- 4	10,76	1,47	171,8	41,2
	38	ф- 5	10,82	2,49	150,8	59,7
ТП-6	4	ф- 1	26,59	7,62	470,0	96,8
	5	ф- 2	94,31	27,02	856,6	180,3
	6	ф- 3	46,73	20,65	619,2	135,7
	30	ф- 4	36,14	15,97	469,0	103,0
ТП-7	1	ф- 1	67,19	29,69	753,6	167,7
	31	ф- 2	30,00	8,60	479,0	98,9
	37	ф- 3	16,90	2,31	196,9	75,9
ТП-8	2	ф- 1	35,08	15,50	625,4	134,2
	3	ф- 2	55,57	24,55	580,9	130,2
	9	ф- 3	33,57	7,72	516,0	104,7
ТП-9	10	ф- 1	16,08	4,61	461,3	94,1
	11	ф- 2	15,27	4,38	490,5	99,9
	12	ф- 3	22,32	7,87	599,6	192,8
ТП-10	7	ф- 1	32,94	14,56	530,0	173,8
	8	ф- 2	36,62	16,18	560,6	184,1
	35	ф- 3	2,96	0,30	141,0	34,4
ТП-11	13	ф- 1	20,12	8,89	652,4	136,0
	14	ф- 2	25,67	11,34	646,1	210,1
	25	ф- 3	25,45	7,29	325,4	165,9

Проводятся однотипные расчёты токовой нагрузки КЛ-0,4 кВ района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 7, в которой дано подробное деление по каждой КЛ-0,4 кВ и ТП.



Таблица 7 – Результаты расчета полной приведенной мощности и расчётного аварийного тока кабельной линии

№ ТП	№ потребителя 0,4 кВ	ф-	$S_{\text{прив.Л}}$ , кВА	$I_p$ , А
ТП-1	19	ф- 1	532,6	385
	15	ф- 2	768,3	278
	32	ф- 3	126,2	91
	26	ф- 4	329,2	238
ТП-2	20	ф- 1	477,8	345
	21	ф- 2	437,7	316
	22	ф- 3	463,4	335
	27	ф- 4	324,2	117
ТП-3	23	ф- 1	459,7	332
	24	ф- 2	739,7	267
	39	ф- 3	194,8	140
ТП-4	18	ф- 1	546,1	395
	28	ф- 2	462,4	334
	33	ф- 3	550,4	398
	36	ф- 4	77,2	56
ТП-5	16	ф- 1	504,5	365
	17	ф- 2	607,4	439
	29	ф- 3	443,7	321
	34	ф- 4	176,6	128
	38	ф- 5	162,2	117
ТП-6	4	ф- 1	479,8	347
	5	ф- 2	875,4	316
	6	ф- 3	633,9	458
	30	ф- 4	480,1	347
ТП-7	1	ф- 1	772,0	279
	31	ф- 2	489,1	353
	37	ф- 3	211,0	76
ТП-8	2	ф- 1	639,7	462
	3	ф- 2	595,3	215
	9	ф- 3	526,5	190
ТП-9	10	ф- 1	470,8	340
	11	ф- 2	500,5	362
	12	ф- 3	629,9	228
ТП-10	7	ф- 1	557,7	403
	8	ф- 2	590,1	426
	35	ф- 3	145,1	105
ТП-11	13	ф- 1	666,4	481
	14	ф- 2	679,4	491
	25	ф- 3	365,3	264

## 2.4 Нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП

Рассмотрим порядок расчета нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП на примере ТП 10.

Нагрузками ТП являются жилые дома с номерами: 7, 8 и детский сад 35. Наибольшую расчётную нагрузку имеет жилой дом 8:  $P = 524 \text{ кВт}$ . По [7]  $k_{y.общ} = 0,9$ . Для реактивной нагрузки расчёт ведётся аналогично.

По формуле нахождения активной нагрузки на стороне 0,4 кВ ТП-10 района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$P_{P.ТП10} = P_8 + k_{y.общ} \cdot (P_7 + P_{35}), \quad (15)$$

$$P_{P.ТП10} = 524 + 0,9 \cdot (497,03 + 138,00) = 1172,6 \text{ кВт}.$$

где  $P_8$  - наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых от ТП,  
 $P_7, P_{35}$  - расчетные нагрузки других зданий, питаемых от ТП, кВт,  
 $k_{y.общ}$  - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок, [7].

По формуле нахождения реактивной нагрузки на стороне 0,4 кВ ТП-10 района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$Q_{P.ТП10} = Q_8 + k_{y.общ} \cdot (Q_7 + Q_{35}); \quad (16)$$

$$Q_{P.ТП10} = 167,88 + 0,9 \cdot (159,23 + 34,06) = 372,9 \text{ квар}.$$

По формуле нахождения полной нагрузки на стороне 0,4 кВ ТП-10 района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$S_{P_{ТП.10}} = \sqrt{(P_{P_{ТП}} + P_{осв \Sigma} + \Delta P_{\Sigma})^2 + (Q_{P_{ТП}} + \Delta Q_{\Sigma})^2}, \quad (17)$$

$$S_{P_{ТП.10}} = \sqrt{(1172,6 + 4,5 + 73)^2 + (372,9 + 31)^2} = 1230,4 \text{ кВА}.$$

Составляется свод данных по расчётам нагрузки на вводе НН ТП района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 8, в которой дано подробное деление по каждой ТП.

Таблица 8 - Сводные данные для расчета нагрузок ТП

№ ТП	Р <sub>зд макс</sub> , кВт	Q <sub>зд макс</sub> , квар	Р <sub>зд i</sub> , кВт	Q <sub>зд i</sub> , квар	K <sub>y</sub>	L <sub>тер</sub> , км	Р <sub>осв уд</sub> , кВт/км	Р <sub>осв</sub> , кВт	ΔР <sub>л</sub> , кВт	ΔQ <sub>л</sub> , квар
ТП-1	675,45	135,78	865,83	267,76	0,72	0,54	10	5,4	149	34
ТП-2	429,00	86,24	1113,53	341,29	0,75	0,42	10	4,2	84	19
ТП-3	652,50	131,16	585,40	138,56	0,65	0,3	10	3	124	27
ТП-4	491,58	98,82	978,08	257,70	0,73	0,64	10	6,4	116	37
ТП-5	572,46	115,07	1173,88	272,41	0,70	0,83	10	8,3	98	35
ТП-6	762,30	153,24	1448,68	291,21	0,90	0,62	10	6,2	204	71
ТП-7	686,42	137,98	629,03	163,81	0,80	0,60	10	6	114	41
ТП-8	590,36	118,67	1007,78	202,58	0,90	0,53	10	5,3	124	48
ТП-9	577,32	184,95	920,40	185,02	0,90	0,40	10	4	54	17
ТП-10	524,03	167,88	635,03	193,29	0,90	0,45	10	4,5	73	31
ТП-11	632,25	127,09	920,46	357,35	0,80	0,44	10	4,4	71	28

Проводятся однотипные расчёты нагрузки на стороне НН ТП района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 9, в которой дано подробное деление по каждой ТП.

Таблица 9 – Расчётные нагрузки ТП на шинах 0,4 кВ ТП

№ ТП	Р <sub>р.0,4 кВ</sub> , кВт	Q <sub>р.0,4 кВ</sub> , квар	S <sub>р.0,4 кВ</sub> , кВА	tgφ
ТП-1	1453,5	363,1	1498,1	0,25
ТП-2	1352,2	361,6	1399,7	0,27
ТП-3	1159,6	247,8	1185,8	0,21
ТП-4	1328,2	324,3	1367,2	0,24
ТП-5	1500,7	340,3	1538,9	0,23
ТП-6	2276,1	486,6	2327,5	0,21
ТП-7	1309,7	309,6	1345,8	0,24
ТП-8	1626,9	348,8	1663,8	0,21
ТП-9	1463,4	368,3	1509,0	0,25
ТП-10	1172,6	372,9	1230,4	0,32
ТП-11	1444,2	440,5	1509,9	0,31

По формуле проверки необходимости КРМ на стороне 0,4 кВ ТП-10 района проектирования имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$\operatorname{tg}\varphi \leq \operatorname{tg}\varphi_{\text{пред}}; \quad (18)$$

$$0,32 \leq 0,35;$$

где  $\operatorname{tg}\varphi_{\text{пред}}$ ; - предельный для функционирования коэффициент мощности без проведения мероприятий по КРМ [24]

Как видно из таблицы выше, КРМ проводить в сетях 0,4 кВ не требуется.

## 2.5 Выбор аппаратов и кабелей 0,4 кВ

### 2.5.1 Линейные автоматические выключатели 0,4 кВ

Применяются автоматические выключатели ВА 04-36 с номинальным током 100-630 А, с подключением к шинам ВРУ-0,4 кВ ТП [6].

По условию для выбора линейных автоматических выключателей исходя из расчетного тока фидера 0,4 кВ №1 на ТП-1 района проектирования имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$I_{\text{ном. расч}} \geq I_{p.э} \quad (19)$$

$$400 \text{ А} \geq 385 \text{ А}$$

где  $I_p$  – максимальный рабочий ток фидера 0,4 кВ №1 на ТП-1, А;

$I_{\text{ном. расч}}$  - справочные данные для выключателя ВА 04-36, 400 А [5].

Проводятся однотипные расчёты по выбору линейных автоматических выключателей фидеров 0,4 кВ на стороне НН ТП района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 10, в которой дано подробное деление по каждой ТП и фидеру 0,4 кВ.

Таблица 10 – Выбор линейных автоматических выключателей 0,4 кВ

№ ТП	Наим. потр-ей по линии 0,4 кВ	$I_{расч}$ , А	$I_{ном. расц}$ , А	Тип АВ
ТП-1	19	385	400	ВА 04-36-400
	15	278	400	ВА 04-36-400
	32	91	100	ВА 04-36-100
	26	238	250	ВА 04-36-250
ТП-2	20	345	400	ВА 04-36-400
	21	316	400	ВА 04-36-400
	22	335	400	ВА 04-36-400
	27	117	160	ВА 04-36-160
ТП-3	23	332	400	ВА 04-36-400
	24	267	400	ВА 04-36-400
	39	140	160	ВА 04-36-160
ТП-4	18	395	400	ВА 04-36-400
	28	334	400	ВА 04-36-400
	33	398	400	ВА 04-36-400
	36	56	100	ВА 04-36-100
ТП-5	16	365	400	ВА 04-36-400
	17	439	630	ВА 04-36-630
	29	321	400	ВА 04-36-400
	34	128	160	ВА 04-36-160
	38	117	160	ВА 04-36-160
ТП-6	4	347	400	ВА 04-36-400
	5	316	400	ВА 04-36-400
	6	458	630	ВА 04-36-630
	30	347	400	ВА 04-36-400
ТП-7	1	279	400	ВА 04-36-400
	31	353	400	ВА 04-36-400
	37	76	100	ВА 04-36-100
ТП-8	2	462	630	ВА 04-36-630
	3	215	250	ВА 04-36-250
	9	190	250	ВА 04-36-250
ТП-9	10	340	400	ВА 04-36-400
	11	362	400	ВА 04-36-400
	12	228	250	ВА 04-36-250
ТП-10	7	403	630	ВА 04-36-630
	8	426	630	ВА 04-36-630
	35	105	160	ВА 04-36-160
ТП-11	13	481	630	ВА 04-36-630
	14	491	630	ВА 04-36-630
	25	264	400	ВА 04-36-400

### 2.5.2 Автоматические выключатели вводов 0,4 кВ

Применяются автоматические выключатели ВА 55-41 с номинальным током 1000-2000 А, с подключением к шинам ВРУ-0,4 кВ ТП [6].

По условию для выбора вводных автоматических выключателей исходя из расчетного тока на стороне НН ТП-1 района проектирования имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$I_p = \frac{S_{расч, 0,4 кВ}}{n_{тр} \cdot U_H \cdot \sqrt{3}}, \quad (20)$$

$$I_p = \frac{1498,1}{2 \cdot 0,4 \cdot \sqrt{3}} = 1082 \text{ А},$$

$$I_{ном. расц} \geq I_p, \quad (21)$$

$$1600 \text{ А} \geq 1082 \text{ А},$$

где  $I_p$  – максимальный рабочий ток ввода 0,4 кВ на ТП-1, А;

$I_{ном. расц}$  - справочные данные для выключателя ВА 55-41, 1600 А [6].

Проводятся однотипные расчёты по выбору вводных автоматических выключателей на стороне НН ТП района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 11, в которой дано подробное деление по каждой ТП.

Таблица 11 - Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

№ ТП	$I_{P \text{ АВТ}}, \text{ А}$	$I_{ном. расц}, \text{ А}$	Марка выключателя
ТП-1	1082	1600	ВА55-41
ТП-2	1011	1600	ВА55-41
ТП-3	857	1000	ВА55-41
ТП-4	988	1000	ВА55-41
ТП-5	1112	1600	ВА55-41
ТП-6	1682	2000	ВА55-41
ТП-7	972	1000	ВА55-41
ТП-8	1202	1600	ВА55-41
ТП-9	1090	1600	ВА55-41
ТП-10	889	1000	ВА55-41
ТП-11	1091	1600	ВА55-41

### 2.5.3 Кабели 0,4 кВ

Для прокладки в траншеях, учитывая городские условия, выбираем марку кабеля АВВГ-0,4. Кабель силовой АВВГ-0,4, для стационарной прокладки, с алюминиевыми жилами с ПВХ изоляцией и ПВХ оболочкой в плоском исполнении [10].

По условию для выбора сечения КЛ-0,4 кВ исходя из допустимого тока с учётом условий прокладки для ф-1 ТП-1 района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$I_{\text{ДОП}} = I_{\text{ДОП. СПР.}} \cdot K_{\text{СН}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ТЕМП}} \quad (22)$$

$$I_{\text{ДОП}} = 270 \cdot 1,25 \cdot 0,92 \cdot 1,25 = 385 \text{ А};$$

$$I_{\text{р МАК}} \leq I_{\text{ДОП}}, \quad (23)$$

$$385 \text{ А} \leq 385 \text{ А};$$

$K_{\text{СН}}$  - коэффициент снижения токовой нагрузки, зависящий от количества кабелей траншее, принимается равный 0,92

$K_{\text{ПЕР}}$  - для кабелей 0,4 кВ при прокладке в земле с учётом времени ликвидации аварии (6 часов) принимается 1,25;

$K_{\text{ТЕМП}}$  - температурный коэффициент, для 0 градусов принимается 1,25.

$I_{\text{ДОП. СПР.}}$  - справочная величина тока кабеля АВВГ (4x150) по нагреву, [10].

Проводятся однотипные расчёты по выбору кабелей 0,4 кВ от ТП проектируемого района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 12, в которой дано подробное деление по каждой ТП и потребителю 0,4 кВ.

Таблица 12 – Выбор кабелей 0,4 кВ

№ ТП	Наименование потребителей	Линия	$I_{расч}, A$	$I_{доп}, A$	$F, мм^2$	$L, км$	Марка
ТП-1	19	ф- 1	385	385	150	0,13	АВВГ (4×150)
	15	ф- 2	278	293	95	0,08	АВВГ (4×95)
	32	ф- 3	91	161	35	0,10	АВВГ (4×35)
	26	ф- 4	238	443	185	0,23	АВВГ (4×185)
ТП-2	20	ф- 1	345	385	150	0,07	АВВГ (4×150)
	21	ф- 2	316	339	120	0,05	АВВГ (4×120)
	22	ф- 3	335	385	150	0,10	АВВГ (4×150)
	27	ф- 4	117	242	70	0,2	АВВГ (4×70)
ТП-3	23	ф- 1	332	339	120	0,14	АВВГ (4×120)
	24	ф- 2	267	339	120	0,10	АВВГ (4×120)
	39	ф- 3	140	161	35	0,06	АВВГ (4×35)
ТП-4	18	ф- 1	395	443	185	0,16	АВВГ (4×185)
	28	ф- 2	334	385	150	0,12	АВВГ (4×150)
	33	ф- 3	398	443	185	0,14	АВВГ (4×185)
	36	ф- 4	56	161	35	0,22	АВВГ (4×35)
ТП-5	16	ф- 1	365	385	150	0,07	АВВГ (4×150)
	17	ф- 2	439	508	240	0,08	АВВГ (4×240)
	29	ф- 3	321	508	240	0,25	АВВГ (4×240)
	34	ф- 4	128	242	70	0,14	АВВГ (4×70)
	38	ф- 5	117	339	120	0,29	АВВГ (4×120)
ТП-6	4	ф- 1	347	385	150	0,10	АВВГ (4×150)
	5	ф- 2	316	385	150	0,12	АВВГ (4×150)
	6	ф- 3	458	508	240	0,17	АВВГ (4×240)
	30	ф- 4	347	508	240	0,23	АВВГ (4×240)
ТП-7	1	ф- 1	279	508	240	0,17	АВВГ (4×240)
	31	ф- 2	353	385	150	0,11	АВВГ (4×150)
	37	ф- 3	76	242	70	0,32	АВВГ (4×70)
ТП-8	2	ф- 1	462	508	240	0,12	АВВГ (4×240)
	3	ф- 2	215	508	240	0,24	АВВГ (4×240)
	9	ф- 3	190	339	120	0,17	АВВГ (4×120)
ТП-9	10	ф- 1	340	385	150	0,120	АВВГ (4×150)
	11	ф- 2	362	385	150	0,050	АВВГ (4×150)
	12	ф- 3	228	443	185	0,230	АВВГ (4×185)
ТП-10	7	ф- 1	403	508	240	0,15	АВВГ (4×240)
	8	ф- 2	426	508	240	0,15	АВВГ (4×240)
	35	ф- 3	105	201	50	0,15	АВВГ (4×50)
ТП-11	13	ф- 1	481	508	240	0,12	АВВГ (4×240)
	14	ф- 2	491	508	240	0,15	АВВГ (4×240)
	25	ф- 3	264	385	150	0,17	АВВГ (4×150)



## 2.6 Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ

Расчёт выполняется в соответствии с требованиями [16]. Расчёт ведётся для ТП-1 в соответствии с рисунком 4, принимая за расчётные точки электрически ближайšie и удалённые ЭП.

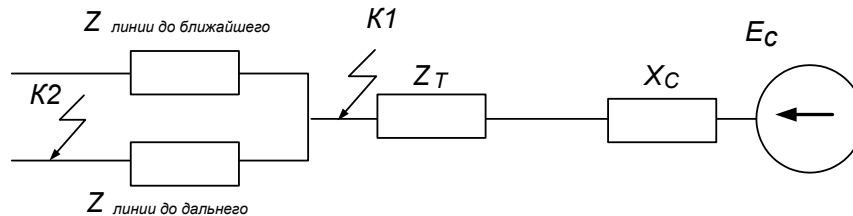


Рисунок 4 - Схема замещения сети

По формуле нахождения сопротивления системы на стороне 10 кВ ТП района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$x_c = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_K^{(3)}}, \quad (24)$$

$$x_c = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 10,43} = 0,022 \text{ Ом};$$

где  $U_H$  - номинальное напряжение ВН ТП, 10 кВ;

$I_K^{(3)}$  - периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на шинах ТП-1, по результатам расчётов в сети 10 кВ, 10,43 кА.

По формуле нахождения сопротивления участков КЛ для ф-3 от ТП-1 района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$X_L = x_{y\partial} \cdot L, \quad (25)$$

$$R_L = r_{y\partial} \cdot L, \quad (26)$$

$$X_L = 0,1 \cdot 0,064 = 0,006 \text{ Ом};$$

$$R_L = 0,894 \cdot 0,1 = 0,089 \text{ Ом};$$

где  $r_{y\partial}, x_{y\partial}$  - удельное активное и реактивное сопротивление кабеля АВВГ-(4х35), 0,894 и 0,064 мОм/км соответственно;

$L$  – длина участка, км.

Сопротивление трансформатора ТМГ-1000/10 по [10] составляет  $R_T = 0,0019 \text{ Ом}, X_T = 0,0086 \text{ Ом}$ .

По формуле нахождения тока 3-ф КЗ на шинах ТП-1и ВРУ удаленного потребителя района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$I_{\text{ПО}} = \frac{U_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}}, \quad (27)$$

$$I_{\text{ПОТП-1}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,0019^2 + (0,022 + 0,0086)^2}} = 7,5 \text{ кА},$$

$$I_{\text{ПОВРУ}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,0019 + 0,089)^2 + (0,022 + 0,0086 + 0,006)^2}} = 2,3 \text{ кА}.$$

По формуле нахождения ударного тока КЗ на шинах ТП-1 и ВРУ удаленного потребителя района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$T = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}, \quad (28)$$

$$T_{ТП-1} = \frac{0,022 + 0,0086}{0,0019 \cdot 314} = 0,001 \text{ с},$$

$$T_{ВРУ} = \frac{0,022 + 0,0086 + 0,006}{(0,0019 + 0,089) \cdot 314} = 0,0009 \text{ с}.$$

$$K_{y\delta} = 1 + e^{\frac{0,01}{T}}, \quad (29)$$

$$K_{y\delta КТП} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,001}} = 1,04,$$

$$K_{y\delta ВРУ} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,001}} = 1,01,$$

$$i_{y\delta} = K_{y\delta} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{НО}, \quad (30)$$

$$i_{y\delta КТП} = 1,04 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,5 = 10,6 \text{ кА}$$

$$i_{y\delta ВРУ} = 1,01 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,3 = 3,3 \text{ кА}.$$

По формуле нахождения тока 1-ф КЗ на шинах ТП-1и ВРУ удаленного потребителя района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$I_{НО}^{(1)} = \frac{U_{HH} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(R_{1\Sigma} + R_{2\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \quad (31)$$

$$I_{\text{по КТП}}^{(1)} = \frac{0,4 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(0,0019 \cdot 3)^2 + (0,0086 \cdot 3)^2}} = 5,6 \text{ кА},$$

$$I_{\text{по ВРУ}}^{(1)} = \frac{0,4 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(0,0019 + 0,089 \cdot 10)^2 + (0,0086 + 0,006 \cdot 4)^2}} = 0,8 \text{ кА},$$

где  $R_{2\Sigma}, X_{2\Sigma}$  - сопротивления обратной последовательности, для всех имеющихся элементов равно сопротивлению прямой последовательности;

$R_{1\Sigma}, X_{1\Sigma}$  - сопротивления прямой последовательности;

$R_{0\Sigma}, X_{0\Sigma}$  - сопротивления нулевой последовательности, для системы равняется нулю; для линий принимаются  $X_{0л} = 3,5 \cdot X_{1л}$ ,  $R_{0л} = 10 \cdot R_{1л}$ , для трансформаторов  $X_{0мп} = 3 \cdot X_{1мп}$ ,  $R_{0мп} = 3 \cdot R_{1мп}$  :

Проводятся однотипные расчёты токов КЗ на шинах ТП-1и ВРУ удаленного потребителя от ТП проектируемого района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 13, в которой дано подробное деление по каждой ТП.

Таблица 13 –Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ

№ ТП	$R_T$ , Ом	$X_T$ , Ом	$I^{(3)}$ поТП, кА	$I^{(1)}$ поТП, кА	Иуд ТП, кА	$R_{\text{кЛ}0,4}$ , Ом	$X_{\text{кЛ}0,4}$ , Ом	$I^{(3)}$ поВРУ, кА	$I^{(1)}$ поВРУ, кА	Иуд ВРУ, кА
ТП-1	0,0019	0,0086	7,50	5,56	10,61	0,089	0,006	2,35	0,77	3,32
ТП-2	0,0019	0,0086	7,46	5,53	10,55	0,089	0,012	2,29	0,77	3,24
ТП-3	0,0019	0,0086	7,44	5,51	10,52	0,054	0,004	3,53	1,27	4,99
ТП-4	0,0019	0,0086	7,39	5,48	10,45	0,197	0,014	1,14	0,35	1,61
ТП-5	0,0019	0,0086	7,52	5,57	10,64	0,076	0,017	2,53	0,90	3,58
ТП-6	0,0011	0,0054	8,34	6,22	11,80	0,030	0,013	4,52	2,25	6,40
ТП-7	0,0019	0,0086	7,40	5,48	10,46	0,143	0,020	1,51	0,48	2,13
ТП-8	0,0019	0,0086	7,43	5,51	10,51	0,044	0,010	3,73	1,52	5,28
ТП-9	0,0019	0,0086	7,46	5,53	10,56	0,039	0,014	3,83	1,72	5,41
ТП-10	0,0019	0,0086	7,49	5,55	10,60	0,094	0,009	2,23	0,73	3,15
ТП-11	0,0019	0,0086	7,52	5,57	10,63	0,035	0,010	4,18	1,89	5,92

## 2.7 Проверка аппаратов и кабелей 0,4 кВ

### 2.7.1 Проверка линейных автоматических выключателей 0,4 кВ

По условию [8] для проверки линейных автоматических выключателей исходя из чувствительности к токам КЗ для ф-3 ТП-1 района проектирования имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$1,25 \cdot I_{уст.эм.расц} \leq I_{ПО}^{(1)}, \quad (32)$$

$$1,25 \cdot 0,1 = 0,125 \text{ кА} < 0,8 \text{ кА},$$

$$I_{уст.эм.расц} = I_{расц} / k_{т.расц}, \quad (33)$$

$$I_{уст.эм.расц} = 0,1 / 1 = 0,1 \text{ кА},$$

где  $k_{т.расц}$  - кратность тока расцепителя ВА 04-36-100, 1.

По условию для проверки линейных автоматических выключателей исходя из разрушающего действия трёхфазных токов КЗ для ф-3 ТП-1 района проектирования имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$I_{но}^{(3)} < I_{отк} \quad (34)$$

$$3,3 \text{ кА} < 15 \text{ кА}.$$

Проводятся однотипные расчёты по проверке линейных автоматических выключателей ТП проектируемого района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 14, в которой дано подробное деление по каждой ТП.

Таблица 14 – Проверка линейных автоматических выключателей 0,4 кВ

№ ТП	По чувствительности к токам КЗ					По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ
	$I_{расц}, \text{кА}$	$I^{(1)}_{по}, \text{кА}$	$k_{т.расц}$	$I_{уст.эм.расц}, \text{А}$	$1,25 \cdot I_{расц} < I^{(1)}_{по}$	$I^{(3)}_{по} < I_{отк}$
ТП-1	0,1	0,8	1	100	$0,125 < 0,8$	$3,3 < 15$
ТП-2	0,2	0,8	1	160	$0,2 < 0,8$	$3,2 < 15$
ТП-3	0,2	1,3	1	160	$0,2 < 1,3$	$5 < 15$
ТП-4	0,1	0,4	1	100	$0,125 < 0,4$	$1,6 < 15$
ТП-5	0,2	0,9	1	160	$0,2 < 0,9$	$3,6 < 15$
ТП-6	0,4	2,2	1	400	$0,5 < 2,2$	$6,4 < 15$
ТП-7	0,1	0,5	1	100	$0,125 < 0,5$	$2,1 < 15$
ТП-8	0,3	1,5	1	250	$0,3125 < 1,5$	$5,3 < 15$
ТП-9	0,3	1,7	1	250	$0,3125 < 1,7$	$5,4 < 15$
ТП-10	0,2	0,7	1	160	$0,2 < 0,7$	$3,2 < 15$
ТП-11	0,4	1,9	1	400	$0,5 < 1,9$	$5,9 < 15$

### 2.7.2 Проверка вводных автоматических выключателей 0,4 кВ

По условию [8] для проверки вводных автоматических выключателей исходя из чувствительности к токам КЗ для ТП-1 района проектирования имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$1,25 \cdot I_{уст.эм.расц} \leq I^{(1)}_{по}, \quad (35)$$

$$1,25 \cdot 0,4 = 0,5 \text{ кА} < 0,8 \text{ кА},$$

$$I_{уст.эм.расц} = I_{расц} / k_{т.расц}, \quad (36)$$

$$I_{уст.эм.расц} = 1,6 / 4 = 0,4 \text{ кА},$$

где  $k_{т.расц}$  - кратность тока расцепителя ВА 55-41, 4.

По условию для проверки вводных автоматических выключателей исходя из разрушающего действия трёхфазных токов КЗ для ТП-1 района проектирования имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$I^{(3)}_{no} < I_{отк} \quad (37)$$

$$7,5 \text{ кА} < 40 \text{ кА}.$$

Проводятся однотипные расчёты по проверке вводных автоматических выключателей ТП проектируемого района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 15, в которой дано подробное деление по каждой ТП.

Таблица 15 – Проверка вводных автоматических выключателей 0,4 кВ

№ ТП	По чувствительности к токам КЗ					По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ
	$I_{расц}, \text{ кА}$	$I^{(1)}_{no}, \text{ кА}$	$k_{т.расц}$	$I_{уст.эм.расц}, \text{ А}$	$I_{,25} \cdot I_{расц} < I^{(1)}_{no}$	$I^{(3)}_{no} < I_{отк}$
ТП-1	1,6	0,8	4	400	0,5 < 0,8	7,5 < 40
ТП-2	1,6	0,8	4	400	0,5 < 0,8	7,5 < 40
ТП-3	1,0	1,3	1	1000	1,25 < 1,3	7,4 < 40
ТП-4	1,0	0,4	4	250	0,3125 < 0,4	7,4 < 40
ТП-5	1,6	0,9	4	400	0,5 < 0,9	7,5 < 40
ТП-6	2,0	2,2	2	1000	1,25 < 2,2	8,3 < 40
ТП-7	1,0	0,5	4	250	0,3125 < 0,5	7,4 < 40
ТП-8	1,6	1,5	2	800	1 < 1,5	7,4 < 40
ТП-9	1,6	1,7	2	800	1 < 1,7	7,5 < 40
ТП-10	1,0	0,7	2	500	0,625 < 0,7	7,5 < 40
ТП-11	1,6	1,9	2	800	1 < 1,9	7,5 < 40

Таким образом, проверив автоматические выключатели на характерных ТП, делаем вывод о том, что они соответствуют условиям проверки.

### 2.7.3 Проверка кабелей 0,4 кВ

По условию для проверки КЛ 0,4 кВ по потере напряжения для ф-1 от ТП-1 района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot \frac{100}{U_{ном}} \cdot (r_{yд} \cdot \cos\varphi + x_{yд} \cdot \sin\varphi), \quad (38)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 385 \cdot 0,13 \cdot \frac{100}{400} \cdot (0,208 \cdot 0,98 + 0,06 \cdot 0,2) = 4,9\%,$$

$$\Delta U_{\text{цепь}} \leq \Delta U_{\text{дон}}, \quad (39)$$

$$9,8\% \leq 10\%,$$

где  $\cos\varphi$  и  $\sin\varphi$  – средневзвешенное значение коэффициента мощности по линии;

$l$  – длина линии, м;

$I_p$  – расчетный ток в линии, А;

$r_{\text{уд}}, x_{\text{уд}}$  – удельные сопротивления линии, Ом/км.

Проводятся однотипные расчёты по проверке КЛ-0,4 кВ по потере напряжения по ТП проектируемого района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 16, в которой дано подробное деление по каждой ТП.

Таблица 16 – Проверка кабелей 0,4 кВ

№ ТП	Линия	$I_{\text{расч}}, \text{ А}$	$L, \text{ км}$	$r, \text{ Ом/км}$	$x, \text{ Ом/км}$	$\Delta U_{2\text{цепи}}, \%$	$\Delta U_{1\text{цепь}}, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-1	ф- 1	385	0,13	0,208	0,060	4,9	9,8
	ф- 2	278	0,08	0,329	0,060	3,4	6,8
	ф- 3	91	0,10	0,894	0,064	3,7	7,4
	ф- 4	238	0,23	0,169	0,060	4,4	8,8
ТП-2	ф- 1	345	0,07	0,208	0,060	2,4	4,8
	ф- 2	316	0,05	0,261	0,060	1,9	3,8
	ф- 3	335	0,10	0,208	0,060	3,3	6,6
	ф- 4	117	0,2	0,447	0,061	4,2	8,4
ТП-3	ф- 1	332	0,14	0,261	0,060	2,8	5,6
	ф- 2	267	0,10	0,261	0,060	1,6	3,2
	ф- 3	140	0,06	0,894	0,064	3,3	6,6
ТП-4	ф- 1	395	0,16	0,169	0,060	2,6	5,2
	ф- 2	334	0,12	0,208	0,060	2,0	4
	ф- 3	398	0,14	0,169	0,060	4,5	9
	ф- 4	56	0,22	0,894	0,064	4,9	9,8
ТП-5	ф- 1	365	0,07	0,208	0,060	2,5	5
	ф- 2	439	0,08	0,129	0,057	2,2	4,4
	ф- 3	321	0,25	0,129	0,057	5,0	10
	ф- 4	128	0,14	0,447	0,061	3,6	7,2
	ф- 5	117	0,29	0,261	0,060	4,1	8,2



Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-6	ф- 1	347	0,10	0,208	0,060	3,4	6,8
	ф- 2	316	0,12	0,208	0,060	3,7	7,4
	ф- 3	458	0,17	0,129	0,057	4,9	9,8
	ф- 4	347	0,23	0,129	0,057	5,0	10
ТП-7	ф- 1	279	0,17	0,129	0,057	3,0	6
	ф- 2	353	0,11	0,208	0,060	3,8	7,6
	ф- 3	76	0,32	0,447	0,061	4,8	9,6
ТП-8	ф- 1	462	0,12	0,129	0,057	3,5	7
	ф- 2	215	0,24	0,129	0,057	3,2	6,4
	ф- 3	190	0,17	0,261	0,060	3,9	7,8
ТП-9	ф- 1	340	0,120	0,208	0,060	4,0	8
	ф- 2	362	0,050	0,208	0,060	1,8	3,6
	ф- 3	228	0,230	0,169	0,060	4,3	8,6
ТП-10	ф- 1	403	0,15	0,129	0,057	3,9	7,8
	ф- 2	426	0,15	0,129	0,057	4,1	8,2
	ф- 3	105	0,15	0,625	0,063	4,4	8,8
ТП-11	ф- 1	481	0,12	0,129	0,057	3,6	7,2
	ф- 2	491	0,15	0,129	0,057	4,7	9,4
	ф- 3	264	0,17	0,208	0,060	4,3	8,6

Наибольшая потеря напряжения достигает значения 9,8 % при работе одной цепи резервированной КЛ 0,4 кВ, все фидера проходят проверку [2].

### 3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 10 КВ

#### 3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП

Конструктивно ТП выполняются комплектными закрытого типа.

По условию выбора [9] мощности трансформаторов на ТП-10 района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$S_{T.ном} \geq \frac{S_{ТП}}{K_3 \cdot N_T}, \quad (40)$$

$$1000 \geq \frac{1230,4}{2 \cdot 0,7} = 878,88 \text{ кВА.}$$

где  $S_{ТП}$  - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, кВА;

$N_T$  - число трансформаторов;

$K_3$  - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора.

Согласно расчёту принимаем трансформатор ТМГ 2х1000.

По условию проверки трансформаторов по загрузке на ТП-10 района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$K_3 = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot S_{Тном}}, \quad (41)$$

$$K_3 = \frac{1230,4}{2 \cdot 1000} = 0,62 \leq 0,7,$$

$$K_{3n/a} = \frac{S_{ТП}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}}, \quad (42)$$

$$K_{з.н/а} = \frac{1230,4}{(2-1) \cdot 1000} = 1,23 \leq 1,4.$$

Так как  $K_{з.н/а} \leq 1,4$ , на ТП-10 к установке принимаются два трансформатора марки ТМГ-1000/10.

Проводятся однотипные расчёты по выбору трансформаторов ТП проектируемого района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 17, в которой дано подробное деление по каждой ТП.

Таблица 17 – Результаты выбора мощности трансформаторов

№ ТП	Маркировка выбранного трансформатора	$P_p$ кВт, кВт	$Q_p$ , квар	$S_{PT}$ , кВА	$S_{тр ном}$ , кВА	$K_{з.факт}$	$K_{з.н/а}$
ТП-1	ТМГ-1000/10	1453,5	363,1	1070,0	1000	0,75	1,50*
ТП-2	ТМГ-1000/10	1352,2	361,6	999,82	1000	0,70	1,40
ТП-3	ТМГ-1000/10	1159,6	247,8	847,00	1000	0,59	1,19
ТП-4	ТМГ-1000/10	1328,2	324,3	976,59	1000	0,68	1,37
ТП-5	ТМГ-1000/10	1500,7	340,3	1099,1	1000	0,77	1,5*
ТП-6	ТМГ-1600/10	2276,1	486,6	1662,5	1600	0,73	1,45*
ТП-7	ТМГ-1000/10	1309,7	309,6	961,30	1000	0,67	1,35
ТП-8	ТМГ-1000/10	1626,9	348,8	1188,4	1600	0,52	1,04
ТП-9	ТМГ-1000/10	1463,4	368,3	1077,8	1000	0,75	1,51*
ТП-10	ТМГ-1000/10	1172,6	372,9	878,88	1000	0,62	1,23
ТП-11	ТМГ-1000/10	1444,2	440,5	1078,5	1000	0,75	1,51*

\*- необходимо разгрузить трансформатор в послеаварийном режиме отключением части потребителей.

### 3.2 Выбор кабелей 10 кВ

Под внешним электроснабжением в данном проекте понимается питающая сеть от ПС «Р» до РП. Под внутренним электроснабжением понимается распределительная сеть от РП до ТП. При проектировании системы внешнего электроснабжения необходимо разработать конструкцию и схему, выбрать компоновку РП, учитывая совмещенное ее исполнение с ТП. Для проектирования системы внутреннего электроснабжения намечаются два варианта схем [7].

Напряжение питания принимается 10 кВ как приоритетного при проектировании и подключении новых потребителей, что актуально в сетях г Хабаровска, так как около 40% существующих распределительных сетей города выполнены на напряжении 6 кВ. Таким образом, в существующем районе источники питания с низшим напряжением 10 кВ – ПС 35/10 «Балтика» и ПС 35/10 «Р».

Источником питания РП принимается подстанция 35/10 «Р», так как её текущая загрузка на уровне 10% (по результату контрольного замера 23.12.2022 г), кроме того, ПС 35/10 «Балтика» является ведомственной, поэтому получение технических условий на подключение к ней сопряжено с рядом трудностей административного характера, рисунок 5.

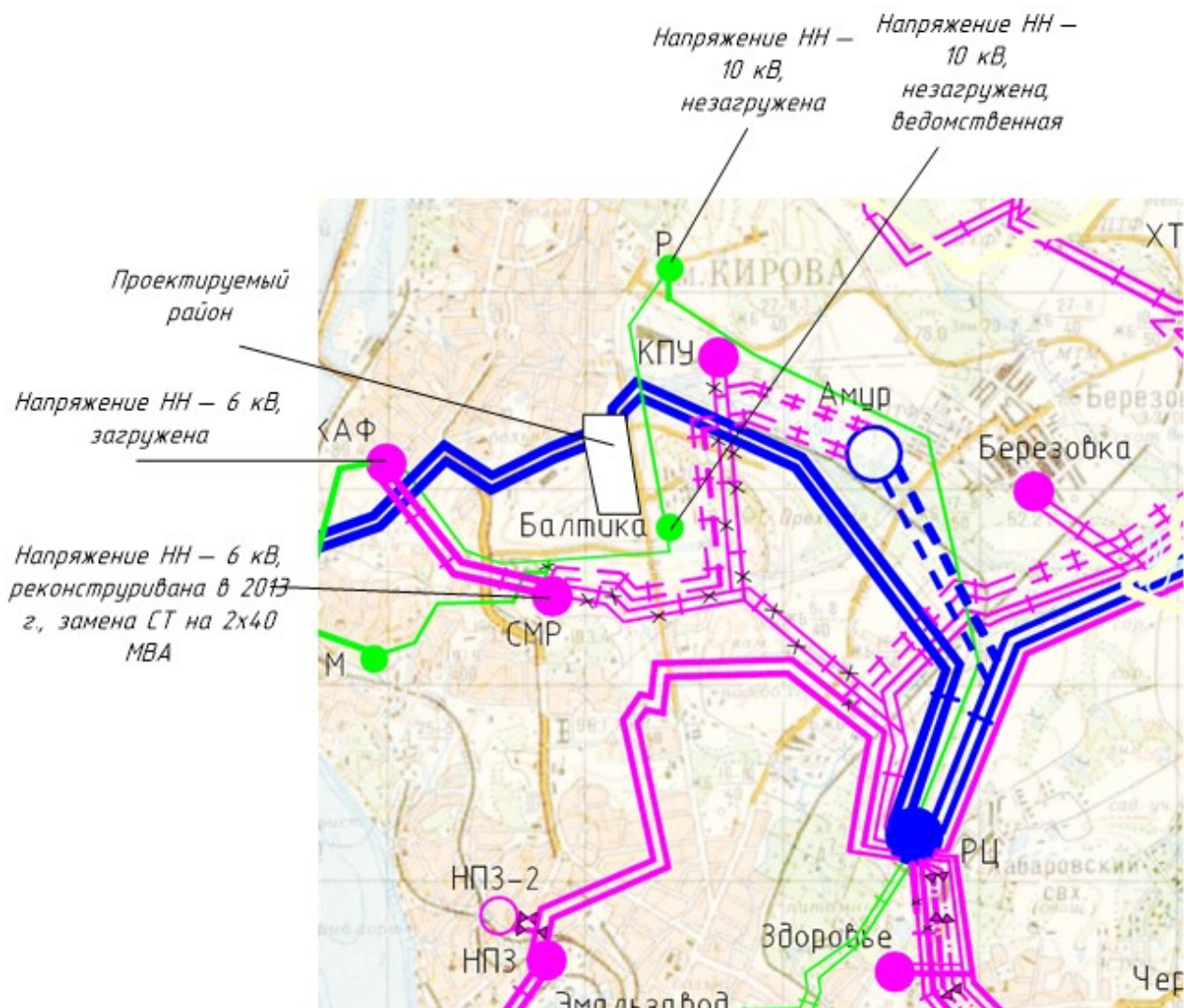


Рисунок 5 – Выбор источника питания сетей 10 кВ

По формуле [13] нахождения потерь мощности в трансформаторах ТП-1 района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$\Delta P_T = 2 \cdot \Delta P_X + \frac{1}{2} \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_K, \quad (43)$$

$$\Delta P_{TI} = 2 \cdot 2,45 + \frac{1}{2} \cdot 0,75^2 \cdot 12,2 = 8,3 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \Delta Q_X + \frac{1}{2} \cdot K_3^2 \cdot \Delta Q_K - 2 \cdot S_{ном.т} \cdot \frac{I_X}{100} + \frac{1}{2} \cdot K_3^2 \cdot S_{ном} \cdot \frac{U_K}{100}, \quad (44)$$

$$\Delta Q_{TI} = 2 \cdot 1000 \cdot \frac{1,4}{100} + \frac{1}{2} \cdot 0,75^2 \cdot 1000 \cdot \frac{5,5}{100} = 43,4 \text{ квар.},$$

где  $\Delta P_X$  - активные потери холостого хода, [25];

$\Delta P_K$  - активные потери короткого замыкания, [25];

$S_{ном.т}$  - номинальная мощность трансформатора;

$I_x$  - ток холостого хода, [25];

$U_k$  - напряжение короткого замыкания [25].

По формуле нахождения приведённой к высокой стороне нагрузки ТП-1 района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$S_{BH \text{ ТП}} = \sqrt{(P_{ТП} + \Delta P_T)^2 + (Q_{ТП} + \Delta Q_{ТП})^2}; \quad (45)$$

$$S_{BH \text{ ТП}} = \sqrt{(1453,5 + 8,3)^2 + (363,1 + 43,4)^2} = 1540,1 \text{ кВА}.$$

Проводятся однотипные расчёты нагрузки ТП на стороне 10 кВ, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 18, в которой дано подробное деление по каждой ТП.

Таблица 18 – Нагрузка на ТП, приведенная к стороне ВН

№ ТП	$\Delta P_{ТП}$ , кВт	$\Delta Q_{ТП}$ , квар	$P_{ВН.ТП}$ , кВт	$Q_{ВН.ТП}$ , квар	$S_{ВН.ТП}$ , кВА
ТП-1	8,3	43,4	1470,1	449,9	1537,4
ТП-2	7,9	41,5	1368,0	444,6	1438,4
ТП-3	7,0	37,7	1173,7	323,2	1217,4
ТП-4	7,8	40,9	1343,7	406,0	1403,7
ТП-5	8,5	44,3	1517,8	428,9	1577,2
ТП-6	11,4	64,9	2298,8	616,3	2380,0
ТП-7	7,7	40,5	1325,0	390,5	1381,4
ТП-8	9,1	47,0	1645,1	442,8	1703,7
ТП-9	8,4	43,7	1480,1	455,6	1548,6
ТП-10	7,2	38,4	1187,0	449,7	1269,3
ТП-11	8,4	43,7	1461,0	527,8	1553,4
Всего	99,8	489,2	16286,8	4942,2	17027,8

Следующим этапом проектирования составляется 2 варианта схемы сети 10 кВ. Принимаются к рассмотрению двухлучевые сквозные резервированные магистрали, рекомендации приведены в [11].

В проекте используем кабель марки АПвП-10. Это силовой трёхжильный кабель с алюминиевыми жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена в оболочке из полиэтилена на напряжение 10 кВ. Высокие эксплуатационные характеристики кабелей АПвП в части надёжности изоляции с течением времени, способность выдерживать набросы нагрузки и короткие замыкания обосновывают их использование в системе электроснабжения проектируемого района города Хабаровск.

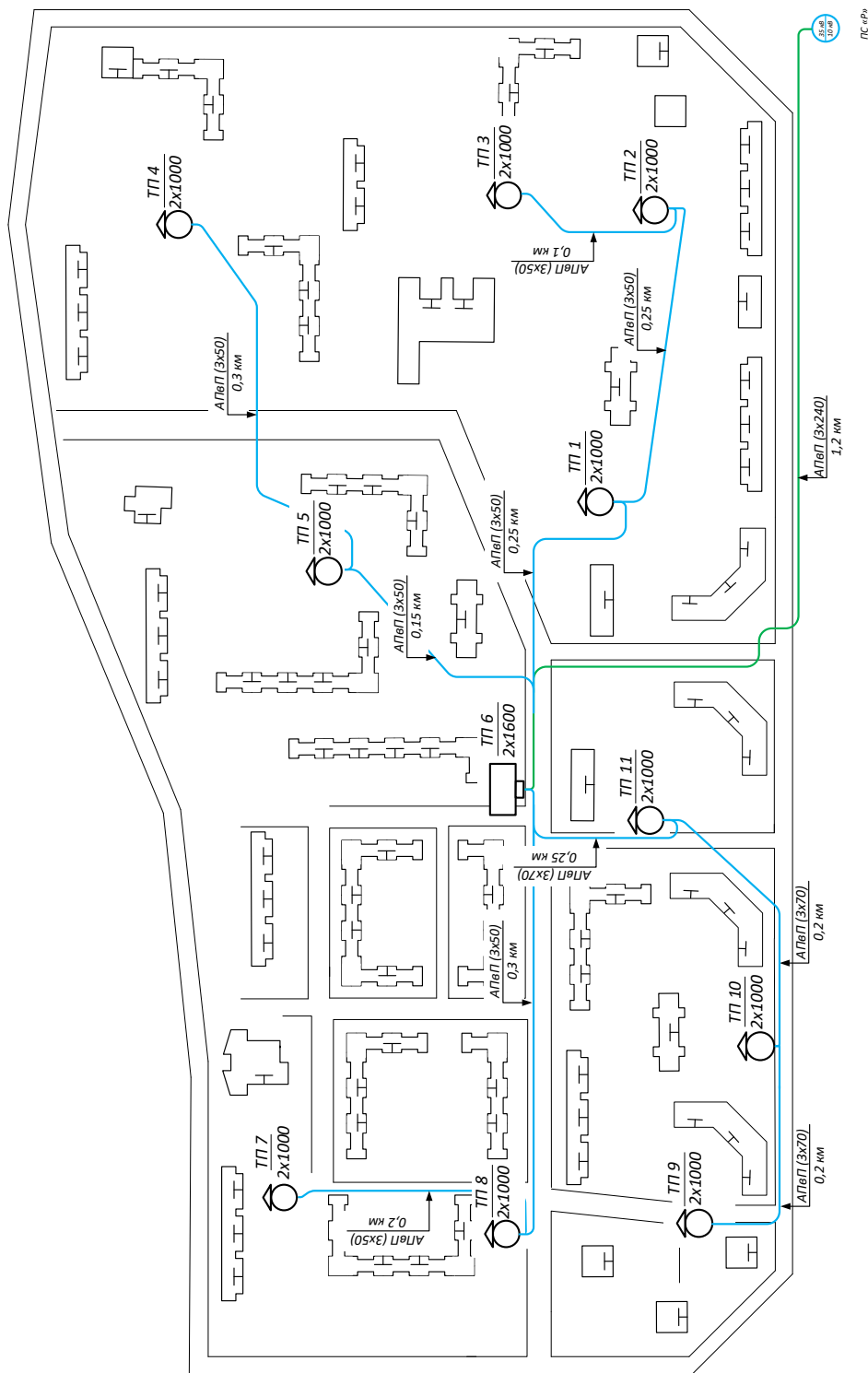


Рисунок 6 – Вариант 1 сети 10 кВ

Вариант 1 представляет собой 4 двойные магистрали, такой способ выполнения сети позволяет: применить кабели меньшего сечения; подключить новых потребителей смежных районов.

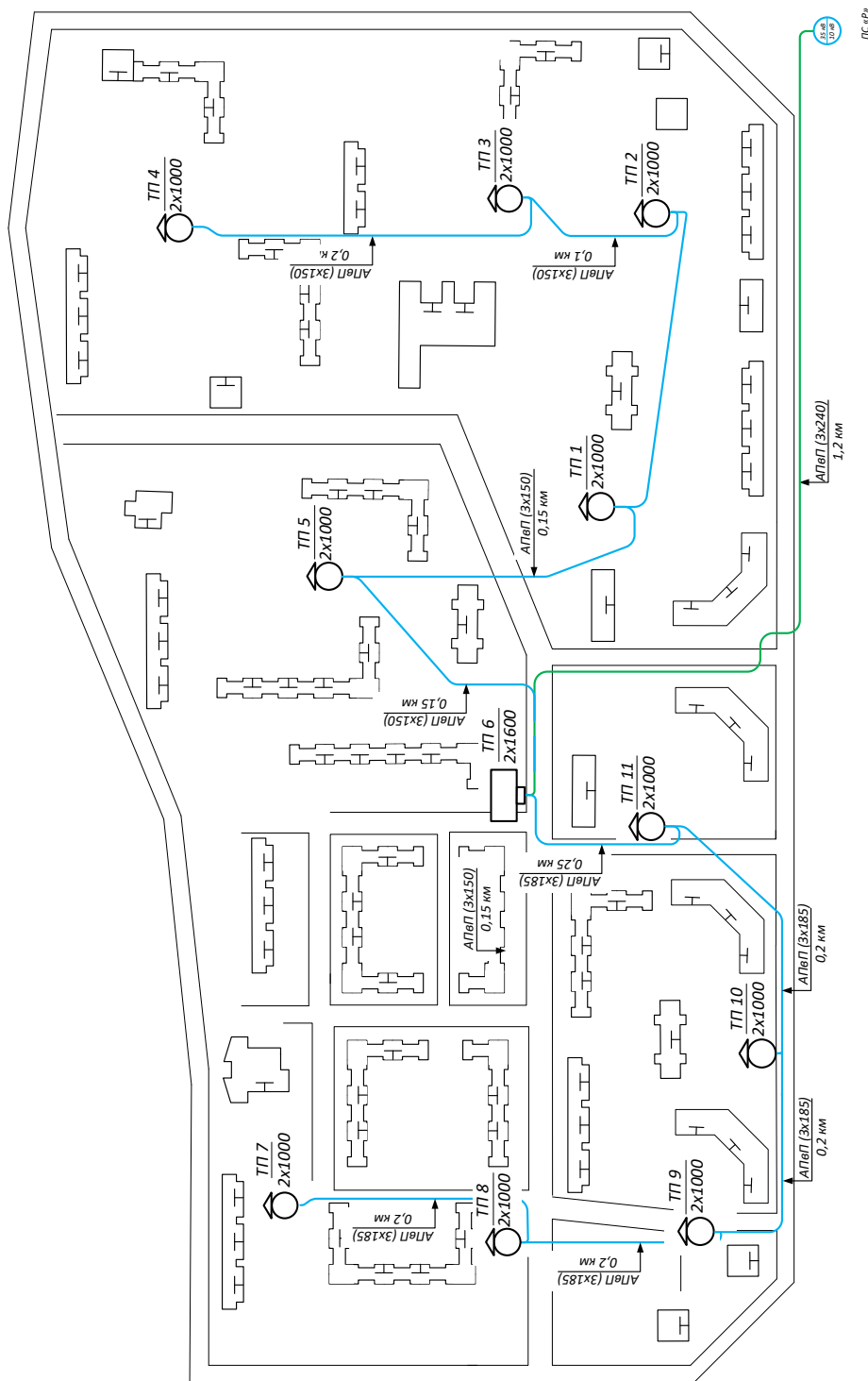


Рисунок 7 – Вариант 2 сети 10 кВ

Вариант 2 представляет собой 2 двойные магистрали, такой способ выполнения сети позволяет: сократить протяженность сетей при оптимальной загрузке кабелей; сократить протяженность трассы кабельных траншей, что важно в условиях тесной городской планировки.



По формуле нахождения расчётной нагрузки КЛ для подключения ТП11-ТП10-ТП9 варианта 1 района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$S_{P\text{ТП}} = k_{\text{СОВМ}} \cdot (\sum S_{P\text{ТП}}), \quad (46)$$

$$S_{P\text{ТП}} = 0,8 \cdot (4249) = 3399 \text{ кВА},$$

где  $k_{\text{СОВМ}}$  - коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов, [11].

По формуле нахождения расчётного тока КЛ для подключения ТП11-ТП10-ТП9 варианта 1 района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (47)$$

$$I_P = \frac{3399}{\sqrt{3} \cdot 10} = 197 \text{ А}.$$

По условию для выбора сечения КЛ-10 кВ для подключения ТП11-ТП10-ТП9 варианта 1 исходя из допустимого тока с учётом условий прокладки имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$I_{\text{ДОП}} = I_{\text{ДОП.СПР.}} \cdot K_{\text{СН}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ТЕМП.}} \quad (48)$$

$$I_{\text{ДОП}} = 242 \cdot 1,1 \cdot 0,9 \cdot 1 = 240 \text{ А};$$

$$I_{\text{PМАК}} \leq I_{\text{ДОП}}, \quad (49)$$

$$196 \text{ A} \leq 240 \text{ A};$$

$K_{\text{CH}}$  - коэффициент снижения токовой нагрузки, зависящий от количества кабелей траншее, принимается равный 0,9;

$K_{\text{ПЕР}}$  - для кабелей 0,4 кВ при прокладке в земле с учётом времени ликвидации аварии (6 часов) принимается 1,1;

$K_{\text{ТЕМП}}$  - температурный коэффициент, 1.

$I_{\text{ДОП.СПР.}}$  - справочная величина тока кабеля АПвП (3х240) по нагреву, [6].

Проводятся однотипные расчёты по выбору кабелей 10 кВ проектируемого района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 19, в которой дано подробное деление по каждой КЛ 10 кВ.

Таблица 19 – Выбор варианта сети 10 кВ

ТП	$N_{\text{ТР}}$ , шт	$S_{\text{СУММ.КЛ}}$ , кВА	$K_{\text{СОВМ}}$	$S_{\text{Р ТП}}$ , кВА	$I_{\text{Р КЛ}}$ , А	$I_{\text{ДОП.КЛ}}$ , А	$J_{\text{КЛ}}$ , А/мм <sup>2</sup>	L, км	F <sub>КЛ</sub> , мм <sup>2</sup>	cos(φ)	R <sub>КЛ</sub> , Ом/км
Вариант 1											
ТП11-ТП10-ТП9	6	4249,3	0,8	3399,5	196,50	240	2,8	0,65	70	0,92	0,443
ТП8-ТП7	4	3009,7	0,9	2558,2	147,87	195	3,0	0,50	50	0,92	0,641
ТП1-ТП2-ТП3	6	4083,7	0,8	3266,9	188,84	195	3,8	0,60	50	0,92	0,641
ТП5-ТП4	4	2906,1	0,9	2470,2	142,78	195	2,9	0,45	50	0,92	0,641
Вариант 2											
ТП11-ТП10-ТП9-ТП8-ТП7	10	7259,0	0,8	5807,2	335,68	371	1,8	1,05	185	0,92	0,164
ТП5-ТП1-ТП2-ТП3-ТП4	10	6989,8	0,8	5591,8	323,23	329	2,2	0,85	150	0,92	0,206

Потери напряжения для каждого варианта определяются аналогично КЛ-0,4 кВ. При технико-экономическом сравнении вариантов сети 10 кВ будет учитываться величина потерь электроэнергии в КЛ-10 кВ. Потери мощности для каждого варианта определяются аналогично КЛ-0,4 кВ.

По формуле нахождения потерь электроэнергии КЛ 10 кВ для подключения ТП11-ТП10-ТП9 варианта 1 района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$\Delta W = \Delta P \cdot T; \quad (50)$$

$$\Delta W = 17 \cdot 4000 = 66454 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

где  $T$  – число часов максимума нагрузки, 4000 ч.

Проводятся однотипные расчёты по потерям мощности и напряжения кабелей 10 кВ проектируемого района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 20, в которой дано подробное деление по каждой КЛ 10 кВ.

Таблица 20– Расчет потери напряжения и мощности в сети 10 кВ

ТП	$\Delta U_{\text{КЛ}}, \%$	$\Delta W_{\text{КЛ}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$
Вариант 1		
ТП11-ТП10-ТП9	0,45	66453,8
ТП8-ТП7	0,38	41887,0
ТП1-ТП2-ТП3	0,58	81972,7
ТП5-ТП4	0,33	35148,0
Итого		<b>225461,4</b>
Вариант 2		
ТП11-ТП10-ТП9-ТП8-ТП7	0,46	115970,0
ТП5-ТП1-ТП2-ТП3-ТП4	0,45	109337,1
Итого		<b>225307,1</b>

### 3.3 Выбор схемы сетей 10 кВ по экономическим параметрам

Для каждого варианта приведенные затраты определяются исходя из норматива дисконтирования и по критерию их минимума делается выбор того или иного варианта сети 10 кВ.

По формуле [20] нахождения приведенных затрат варианта 1 сетей 10 кВ района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$Z = E_H \cdot K + И = E_H \cdot (K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{ВЫКЛ}}) + (A \cdot K_{\text{КЛ}} + A \cdot K_{\text{ВЫКЛ}}) + C_0 \cdot (\Delta W_{\text{ВЛ}}) \cdot 10^{-3}, \quad (51)$$

$$Z = 0,1 \cdot (2800 + 717,27) + 0,0249 \cdot 2800 + 0,001 \cdot 717,27 + 1,53 \cdot 225461,43 / 1000 = 1068 \text{ тыс.руб.};$$

где  $E_H$  - ставка рефинансирования, 0,1;

$K_{КЛ}$  и  $K_{ВЫКЛ}$  - стоимость КЛ и выключателей соответственно;

$C_o$  – удельная стоимость потерь электроэнергии, 1,53 руб/кВт·ч [21];

$A$  - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание

$A_{ам.выкл} = 2,49\%$ ,  $A_{ам.кл} = 0,1\%$ ;

$\Delta W_{ВЛ}$  - потери электроэнергии в ВЛ.

Проводятся однотипные расчёты по приведенным затратам на сооружение сети 10 кВ проектируемого района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 21, в которой дано подробное деление по видам затрат.

Таблица 21 – Сравнение вариантов сети 10 кВ

Наименование показателя	Вариант №1	Вариант №2
Количество КРУ 10 кВ, шт	8	4
Стоимость КРУ 10 кВ, тыс. руб	350	350
Капиталовложения в КРУ, тыс руб	2800	1400
Протяженность КЛ 10 кВ сечением, км	50	3,1
	70	1,3
	150	1,7
	185	2,1
Стоимость кабеля сечением, тыс. руб./км	50	149
	70	196
	150	373
	185	445
Капиталовложения в линии 10 кВ, тыс руб	717,27	1569,36
Издержки на эксплуатацию и ремонт линий 10 кВ, тыс руб	2,87	6,28
Издержки на эксплуатацию и ремонт выключателей 10 кВ, тыс руб	69,7	34,9
Издержки на амортизацию электрооборудования, тыс руб	175,86	148,47
Потери электроэнергии, кВт·ч	225461,43	225307,09
Стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт·ч	1,53	1,53
Издержки потерь электроэнергии, тыс руб	345	345
Приведенные затраты, тыс руб	1068	906

В результате предлагаемый вариант сети 10 кв №2 оказался дешевле на 15,1 %, его целесообразно использовать в дальнейшем для расчётов по ранее заданному критерию минимума приведенных затрат, для дальнейшего проектирования выбирается вариант 2.

### 3.4 Расчёт токов короткого замыкания в сети 10 кВ

При выборе проводников и аппаратов за расчетный режим принимают, как правило, режим короткого замыкания [16].

Расчёт токов КЗ в сети 10 кВ ведём в именованных единицах. Расчёт ведётся в соответствии с рисунком 8, принимая за расчётные точки электрически ближайšie и удалённые ТП.

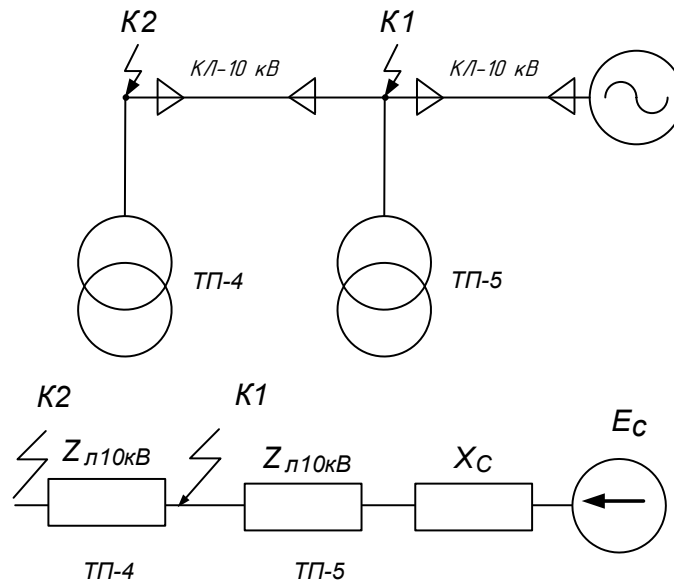


Рисунок 8 - Схема замещения сети и исходная схема

По формуле нахождения сопротивления системы на шинах 10 кВ ПС «Р» района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$x_c = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_K^{(3)}}, \quad (52)$$

$$x_c = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,55 \text{ Ом};$$

где  $U_H$  - номинальное напряжение ВН ТП, 10 кВ;

$I_K^{(3)}$  - периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на шинах ПС «Р», значение получено по замерным данным АО «ДРСК», 10,5 кА.

По формуле нахождения сопротивления участков кабелей до ТП-1 района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$X_{Л} = x_{y\partial} \cdot L, \quad (53)$$

$$R_{Л} = r_{y\partial} \cdot L, \quad (54)$$

$$X_{Л} = 0,1 / 2 \cdot 0,03 = 0,0015 \text{ Ом};$$

$$R_{Л} = 0,206 / 2 \cdot 0,3 = 0,03 \text{ Ом};$$

где  $r_{y\partial}, x_{y\partial}$  - удельное активное и реактивное сопротивление кабеля, Ом/км [12];

$L$  – длина участка, км.

По формуле нахождения тока 3-ф КЗ на шинах 10 кВ ТП-1 района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$I_{ПО} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}}, \quad (55)$$

$$I_{ПО} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,03^2 + (0,003 + 0,55)^2}} = 10,43 \text{ кА}.$$

По формуле нахождения ударного тока 3-ф КЗ на шинах 10 кВ ТП-1 района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$T = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}; \quad (56)$$

$$T = \frac{0,003 + 0,55}{0,03 \cdot 314} = 0,03.$$

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0,01}{T}}, \quad (57)$$

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,03}} = 1,7,$$

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}, \quad (58)$$

$$i_{y\partial} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 10,43 = 25,4 \text{ кА}.$$

По формуле нахождения тока 2-ф КЗ на шинах ТП-1и ВРУ удаленного потребителя района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$I_{\text{ПО}(2)} = \frac{U_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3 \cdot R_{\Sigma}^2 + 3 \cdot X_{\Sigma}^2}}, \quad (59)$$

$$I_{\text{ПО}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,03 \cdot 3^2 + 3 \cdot (0,003 + 0,55)^2}} = 3,48 \text{ кА}.$$

Проводятся однотипные расчёты токов КЗ в сети 10 кВ проектируемого района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 22, в которой дано подробное деление по каждой ТП.

Таблица 22 –Расчёт токов КЗ в сети 10 кВ

Место КЗ	$L_{кз}$ , км	$R_{сум}$ , Ом	$X_{сум}$ , Ом	$Z_{сум}$ , Ом	$I^{(3)}_{но}$ , кА	$I^{(2)}_{но}$ , кА	$T$ , с	$K_{уд}$	$I_{уд}$ , кА	$\Delta t$ , сек
ТП-1	0,3	0,03	0,003	0,55	10,43	3,48	0,0302	1,7	25,4	1,5
ТП-2	0,6	0,06	0,006	0,56	10,35	3,45	0,0166	1,5	22,7	1,5
ТП-3	0,7	0,07	0,007	0,56	10,31	3,44	0,0141	1,5	21,8	1,5
ТП-4	0,9	0,09	0,009	0,57	10,22	3,41	0,0109	1,4	20,2	1,5
ТП-5	0,2	0,02	0,002	0,55	10,48	3,49	0,0601	1,8	27,4	1
ТП-6	0,8	0,05	0,005	0,56	10,37	3,46	0,0188	1,6	23,3	1,5
ТП-7	1,1	0,09	0,009	0,57	10,23	3,41	0,0110	1,4	20,3	2,5
ТП-8	0,9	0,07	0,007	0,56	10,30	3,43	0,0136	1,5	21,5	2,5
ТП-9	0,7	0,05	0,005	0,56	10,36	3,45	0,0176	1,6	23,0	2
ТП-10	0,5	0,04	0,004	0,55	10,42	3,47	0,0253	1,7	24,7	1,5
ТП-11	0,3	0,02	0,002	0,55	10,46	3,49	0,0454	1,8	26,7	1

### 3.5 Выбор выключателей нагрузки 10 кВ на ТП

На стороне 10 кВ ТП устанавливаем выключатели нагрузки ВНА-10 [12].

По условию для выбора выключателя нагрузки 10 кВ на ТП-1 исходя из напряжения установки и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (60)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

По условию для выбора выключателя нагрузки 10 кВ на ТП-1 исходя из длительного тока и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$I_p = \frac{n \cdot S_{мп}}{U_H \cdot \sqrt{3}}, \quad (61)$$



$$I_p = \frac{2 \cdot 1000}{10 \cdot \sqrt{3}} = 116 \text{ A.}$$

$$I_{\max} \leq I_{\text{НОМ}}; \quad (62)$$

$$116 \text{ A} \leq 400 \text{ A.}$$

По условию для проверки выключателя нагрузки 10 кВ на ТП-1 исходя из тока отключения и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$I^{(3)}_{\text{по}} \leq I_{\text{откл}}; \quad (63)$$

$$10,43 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА.}$$

Проводятся однотипные расчёты по выбору выключателей нагрузки на ТП проектируемого района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 23, в которой дано подробное деление по каждой ТП.

Таблица 23 - Выбор выключателей нагрузки 10 кВ

№ ТП	$I_p$ ТП, А	$I_H$ , А	$I^{(3)}_{\text{по}}$ , кА	$I_{\text{откл}}$ , кА	Марка выключателя
ТП-1	116	400	10,43	32	ВНА-10
ТП-2	116	400	10,35	32	ВНА-10
ТП-3	116	400	10,31	32	ВНА-10
ТП-4	116	400	10,22	32	ВНА-10
ТП-5	116	400	10,48	32	ВНА-10
ТП-6	185	400	10,37	32	ВНА-10
ТП-7	116	400	10,23	32	ВНА-10
ТП-8	185	400	10,30	32	ВНА-10
ТП-9	116	400	10,36	32	ВНА-10
ТП-10	116	400	10,42	32	ВНА-10
ТП-11	116	400	10,46	32	ВНА-10

### 3.6 Выбор предохранителей 10 кВ на ТП

На стороне 10 кВ ТП устанавливаем предохранители ПКЗ– 10УЗ [12].

По условию для выбора предохранителей 10 кВ на ТП-1 исходя из напряжения установки и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

По условию для выбора предохранителей 10 кВ на ТП-1 исходя из длительного тока и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$I_{мах} \leq I_{номпр};$$

$$I_{мах} \leq I_{вст};$$

$$116 \text{ А} \leq 160 \text{ А};$$

$$116 \text{ А} \leq 160 \text{ А}.$$

По условию для проверки предохранителей 10 кВ на ТП-1 исходя из тока отключения и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл};$$

$$10,43 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}.$$

Проводятся однотипные расчёты по выбору предохранителей на ТП проектируемого района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 24, в которой дано подробное деление по каждой ТП.

Таблица 24 – Выбор предохранителей 10 кВ

№ ТП	$N_{тр}$	$S_{тр\ ном, кВА}$	$I_{расч, А}$	$I_{номПР, А}$	$I_{вст, А}$	$I^{(3)}_{по, кА}$	$I_{откл, кА}$	Тип предохранителя
ТП-1	2	1000	116	160	160	10,43	20	ПКЗ– 10УЗ
ТП-2	2	1000	116	160	160	10,35	20	ПКЗ– 10УЗ
ТП-3	2	1000	116	160	160	10,31	20	ПКЗ– 10УЗ
ТП-4	2	1000	116	160	160	10,22	20	ПКЗ– 10УЗ
ТП-5	2	1000	116	160	160	10,48	20	ПКЗ– 10УЗ
ТП-6	2	1600	185	200	200	10,37	20	ПК4– 10УЗ
ТП-7	2	1000	116	160	160	10,23	20	ПКЗ– 10УЗ
ТП-8	2	1600	185	200	200	10,30	20	ПК4– 10УЗ
ТП-9	2	1000	116	160	160	10,36	20	ПКЗ– 10УЗ
ТП-10	2	1000	116	160	160	10,42	20	ПКЗ– 10УЗ
ТП-11	2	1000	116	160	160	10,46	20	ПКЗ– 10УЗ

### 3.7 Проверка кабелей 10 кВ

Выбранный вариант необходимо проверить на падения напряжения в послеаварийном режиме [16].

Проводятся однотипные расчёты по проверке кабелей 10 кВ по варианту 1 подключения ТП проектируемого района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 25, в которой дано подробное деление по каждой КЛ-10 кВ.

Таблица 25 – Послеаварийный режим выбранного варианта

Линия	$R_{кл, Ом/км}$		$\Delta U_{кл, \%}$	
	Нормальный режим	Послеаварийный режим	Нормальный режим	Послеаварийный режим
ТП11-ТП10-ТП9- -ТП8-ТП7	0,164	0,328	0,5	1,0
ТП5-ТП1-ТП2- -ТП3-ТП4	0,206	0,412	0,5	1,0

По условию для проверки кабелей 10 кВ до ТП-1 исходя из стойкости к токам КЗ и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$F_{терм.} = \frac{I_{КЗ} \cdot \sqrt{t_n}}{K_T}, \quad (64)$$

$$F_{терм.} = \frac{10,43 \cdot \sqrt{(0,05 + 1,5)}}{95} = 137 \text{ мм}^2,$$

$$F_{терм} \leq F_{кл \text{ факт}}; \quad (65)$$

$$137 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2;$$

где  $I_{КЗ}$  - значение тока КЗ на стороне ВН ТП-1;

$t_n$  - приведённое время КЗ, равное сумме времени срабатывания релейной защиты (0,01с) и времени отключения выключателя (0,045с), с учётом ступени селективности 1,5 с;

$K_m$  - температурный коэффициент, 95.

Проводятся однотипные расчёты по проверке кабелей 10 кВ по термической стойкости, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 26, в которой дано подробное деление по каждой ТП.

Таблица 26– Проверка сечений КЛ 10 кВ

Линия	$\Delta t$ , сек.	$I^{(3)}$ по, кА	$F_{терм}$ , мм <sup>2</sup>	$F_{кл \text{ факт}}$ , мм <sup>2</sup>
ТП-1	1,5	10,43	136,75	150
ТП-2	1,5	10,35	135,62	150
ТП-3	1,5	10,31	135,1	150
ТП-4	1,5	10,22	133,94	150
ТП-5	1	10,48	113	150
ТП-6	1,5	10,37	135,94	240
ТП-7	2,5	10,23	171,91	185
ТП-8	2,5	10,30	173,1	185
ТП-9	2	10,36	156,16	185
ТП-10	1,5	10,42	136,51	185
ТП-11	1	10,46	112,86	185

Согласно приведенным данным все ранее выбранные сечения линии удовлетворяют условию по термической стойкости к току КЗ.

### 3.8 Проверка выключателей нагрузки 10 кВ на ТП

Проверим выключатели нагрузки для ТП 5, так как на данной ТП наибольший ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ из всех КЛ-10 кВ.

По условию проверки выключателя нагрузки 10 кВ на ТП-5 исходя из термической стойкости и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$B_K = I_{\text{но.ТП}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (66)$$

$$B_K = 10,48^2 \cdot (0,055 + 1) = 115,79 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}, \quad (67)$$

$$B_{\text{Кном}} = 12,5^2 \cdot 4 = 625 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_K \leq B_{\text{Кном}};$$

$$115,8 \text{ кА}^2\text{с} \leq 625 \text{ кА}^2\text{с}.$$

где  $t_{\text{терм}}$  - время термической стойкости выключателя нагрузки, 4 с.

По условию проверки выключателя нагрузки 10 кВ на ТП-5 исходя из электродинамической стойкости и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}; \quad (68)$$

$$8,889 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

где  $I_{\text{дин}}$  – ток электродинамической стойкости, 40 кА.

Проводятся однотипные расчёты по проверке выключателей нагрузки на ТП проектируемого района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 27, в которой дано подробное деление по каждой ТП.

Таблица 27 – Проверка выключателей нагрузки на ТП

№ ТП	$I_p$ ТП, А	$I_H$ , А	$V_K$ , кА <sup>2</sup> с	$V_{Kном}$ , кА <sup>2</sup> с	$I_{уд}$ , кА	$I_{дин}$ , кА
ТП-1	116	400	61	625	8,854	40
ТП-2	116	400	79	625	8,781	40
ТП-3	116	400	98	625	8,748	40
ТП-4	116	400	115	625	8,672	40
ТП-5	116	400	42	625	8,889	40
ТП-6	185	400	21	625	8,802	40
ТП-7	116	400	115	625	8,678	40
ТП-8	185	400	98	625	8,738	40
ТП-9	116	400	79	625	8,792	40
ТП-10	116	400	61	625	8,839	40
ТП-11	116	400	42	625	8,879	40

#### 4 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

На стороне 10 кВ ПС «Р» проводится оценка целесообразности установки БК при вводе нагрузки проектируемого района и подключении её к шинам 10 кВ ПС «Р».

По формуле нахождения мощности БК на шинах 10 кВ ПС «Р» при подключении района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$Q_{KV} = Q_P - P_P \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (69)$$

$$Q_{KV} = 3909,04 - 9176 \cdot 0,4 = 239 \text{ квар},$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  - коэффициент реактивной мощности, задаваемый энергосистемой, для питающей ПС с высшим напряжением 10 кВ, 0,4 [24].

Величина мощности требуемой мощности БК на обе секции шин составляет 120 квар, что в общей нагрузке ПС «Р» имеет малую долю, эффект от установки БК незначителен, поэтому установка БК не рассматривается.

## 5 КОМПЕНСАЦИЯ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ

На стороне 10 кВ ПС «Р» проводится оценка целесообразности установки дугогасящих реакторов при вводе нагрузки проектируемого района и подключении её к шинам 10 кВ ПС «Р» [11].

По формуле нахождения величины емкостного тока в сетях 10 кВ ПС «Р» при подключении района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$I_c = \frac{1,35 \cdot U_H \cdot L_K}{10}, \quad (70)$$

$$I_c = \frac{1,35 \cdot 10 \cdot 1,9}{10} = 2,565 \text{ А.}$$

где  $U_H$  – номинальное напряжение сети, 10 кВ;

$L_K$  - суммарная длина КЛ, км.

По условию [31] проверки компенсации емкостного тока в сетях 10 кВ ПС «Р» при подключении района проектирования имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$I_c \leq I_{пред\ c}; \quad (71)$$

$$2,565 \text{ А} \leq 20 \text{ А};$$

где  $I_{пред\ c}$  – ёмкостной ток, предельно допустимый для работы КЛ 10 кВ, 20 А.

Величина емкостного тока в сетях 10 кВ на обе секции шин имеет малую долю, эффект от установки дугогасящих реакторов незначителен, поэтому установка дугогасящих реакторов не рассматривается.



## 6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ 10 КВ РТП И ПС «Р»

Применяемая в данном проекте ТП совмещённая с РП (РТП) выполняется в модульном здании, состоящем из трёх блоков (отсек трансформаторов, отсек НН, отсек ВН). Тип используемых ячеек ВН – КСО (камеры стационарные одностороннего обслуживания), так как ячейки КСО компактнее ячеек КРУ, используем ячейки КС 393 [18]. Тип используемых ячеек НН – ЩО-70 [18], так как данные ячейки обладают хорошими эксплуатационными свойствами, надёжны, просты в обслуживании, сравнительно недорогие. В камере КСО РТП-6 выбираем вакуумные выключатели ВВ/Тел-10–20/630 УХЛ2 с приводом БУ/TEL-220-10У2 [23].

На ПС «Р» установлены ячейки КРУН серии К-64, для линейных ячеек выполняется проверка соответствия параметров оборудования нагрузке, присоединяемой РТП-6.

### 6.1 Выбор и проверка комплектных распределительных устройств

По условию [4] для выбора КСО и КРУН 10 кВ исходя из напряжения установки и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (72)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 12,5 \text{ кВ.}$$

По условию для выбора КСО и КРУН 10 кВ исходя из длительного тока и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$I_{P_{\max HH}} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}}, \quad (73)$$

$$I_{P_{\max HH}} = \frac{9971}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577 \text{ А,}$$

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}; \quad (74)$$

$$577 \text{ A} \leq 630 \text{ A};$$

По условию проверки КСО 10 кВ исходя из термической стойкости и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$B_K = I_{\text{н.о.КСО}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{сел}}), \quad (75)$$

$$B_K = 10,4^2 \cdot (0,045 + 2,5 + 0,01) = 278 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}; \quad (76)$$

$$B_{\text{Кном}} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_K \leq B_{\text{Кном}}; \quad (77)$$

$$278 \text{ кА}^2\text{с} \leq 1600 \text{ кА}^2\text{с};$$

где  $t_{\text{отк}}$  - собственное время отключения выключателя, 0.045с, с учётом ступени селективности 2,5 с при отстройке от выключателей ПС «Р» и РТП-6;

$I^{(3)}_{\text{но}}$  - периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на шинах РТП-6, по расчёту составляет 10,4 кА.

$t_{\text{терм}}$  - время термической стойкости КСО 10 кВ, 4 с.

По условию проверки КРУН 10 кВ исходя из термической стойкости и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$B_K = I_{\text{н.о.КРУН}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{сел}}),$$

$$B_K = 10,5^2 \cdot (0,045 + 1 + 0,01) = 169 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_K \leq B_{Kном};$$

$$169 \text{ кА}^2\text{с} \leq 1600 \text{ кА}^2\text{с};$$

где  $t_{отк}$  - собственное время отключения выключателя, 0,045 с, с учётом ступени селективности 1,5с для шин 10 кВ ПС «Р».

$I^{(3)}_{но}$  - периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на шинах ПС «Р», по результату контрольного замера 2022 года 10,5 кА.

По условию [4] проверки КСО и КРУН 10 кВ исходя из электродинамической стойкости и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$I_{уд} \leq I_{дин};$$

$$27,4 \leq 32 \text{ кА}.$$

где  $I_{дин}$  - ток электродинамической стойкости, 32 кА для КСО и КРУН 10 кВ;

$I_{уд}$  - ударный ток, получившийся по результатам расчётов токов КЗ в сети 10 кВ, кА;

Использование комплектных распределительных устройств аналогичных марок для КРУН ПС «Р» объясняется тем, что выбор марок-аналогов или заменителей приведёт к существенному повышению затрат на их реконструкцию или модернизацию.

Проводятся однотипные расчёты по выбору и проверке КСО на РТП и КРУН на ПС «Р» проектируемого района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 28, в которой дано подробное деление по каждому условию.

Таблица 28 – Выбор и проверка КСО 10 кВ на РТП и КРУН 10 кВ на ПС «Р» проектируемого района города Хабаровск

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
<b>Ввод РТП</b>		
$U_{\text{НОМ}} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$ $i_{\text{СКВ}} = 32 \text{ кА}$ $B_{\text{К.НОМ}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{РМАХ}} = 577 \text{ А}$ $i_{\text{УД}} = 27,4 \text{ кА}$ $B_{\text{К.}} = 278 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{РМАХ}}$ $i_{\text{СКВ}} \geq i_{\text{УД}}$ $B_{\text{К.НОМ}} \geq B_{\text{К.}}$
<b>СВ РТП</b>		
$U_{\text{НОМ}} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$ $i_{\text{СКВ}} = 32 \text{ кА}$ $B_{\text{К.НОМ}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{РМАХ}} = 577 \text{ А}$ $i_{\text{УД}} = 27,4 \text{ кА}$ $B_{\text{К.}} = 278 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{РМАХ}}$ $i_{\text{СКВ}} \geq i_{\text{УД}}$ $B_{\text{К.НОМ}} \geq B_{\text{К.}}$
<b>Фидера 10 кВ от РТП</b>		
$U_{\text{НОМ}} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$  $i_{\text{СКВ}} = 32 \text{ кА}$ $B_{\text{К.НОМ}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{РМАХ1}} = 336 \text{ А}$ $I_{\text{РМАХ2}} = 323 \text{ А}$ $i_{\text{УД}} = 27,4 \text{ кА}$ $B_{\text{К.}} = 278 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{РМАХ}}$  $i_{\text{СКВ}} \geq i_{\text{УД}}$ $B_{\text{К.НОМ}} \geq B_{\text{К.}}$
<b>Линейные КРУН ПС»Р»</b>		
$U_{\text{НОМ}} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$ $i_{\text{СКВ}} = 32 \text{ кА}$ $B_{\text{К.НОМ}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{РМАХ}} = 577 \text{ А}$ $i_{\text{УД}} = 22,2 \text{ кА}$ $B_{\text{К.}} = 169 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{РМАХ}}$ $i_{\text{СКВ}} \geq i_{\text{УД}}$ $B_{\text{К.НОМ}} \geq B_{\text{К.}}$

По данным сравнения КСО и КРУН подходят в проектируемых сетях 10 кВ.

## 6.2 Выбор и проверка выключателей

По условию [10] для выбора выключателя 10 кВ КСО и КРУН исходя из напряжения установки и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}};$$

$$10 \text{ кВ} \leq 12,5 \text{ кВ.}$$

По условию [10] для выбора выключателя 10 кВ КСО и КРУН исходя из длительного тока и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}};$$

$$577 \text{ A} \leq 630 \text{ A};$$

По условию [10] для проверки выключателя 10 кВ КСО и КРУН исходя из тока отключения и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{откл}};$$

$$10,5 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА};$$

По условию [10] проверки выключателя 10 кВ КСО исходя из термической стойкости и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$B_K = I_{\text{п.о.КСО}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{сел}}),$$

$$B_K = 10,4^2 \cdot (0,045 + 2,5 + 0,01) = 278 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} ;$$

$$B_{\text{Кном}} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_K \leq B_{\text{Кном}};$$

$$278 \text{ кА}^2\text{с} \leq 1600 \text{ кА}^2\text{с};$$

где  $t_{\text{отк}}$  - собственное время отключения выключателя, 0,045с, с учётом ступени селективности 2,5с при отстройке от выключателей ПС «Р» и РТП;

$I_{\text{но}}^{(3)}$  - периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на шинах РТП, по расчёту составляет 10,4 кА.

$t_{\text{терм}}$  - время термической стойкости выключателя 10 кВ, 4 с.

По условию проверки выключателя 10 кВ КРУН исходя из термической стойкости и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$B_K = I_{\text{н.о.КРУН}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{сел}}),$$

$$B_K = 10,5^2 \cdot (0,045 + 1 + 0,01) = 169 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_K \leq B_{\text{Кном}};$$

$$169 \text{ кА}^2\text{с} \leq 1600 \text{ кА}^2\text{с};$$

где  $t_{\text{отк}}$  - собственное время отключения выключателя, 0,045 с, с учётом ступени селективности 1,5с для шин 10 кВ ПС «Р».

$I_{\text{но}}^{(3)}$  - периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на шинах ПС «Р», по результату контрольного замера 2022 года 10,5 кА.

По условию проверки выключателя 10 кВ КСО и КРУН исходя из электродинамической стойкости и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}};$$

$$27,4 \leq 32 \text{ кА.}$$

где  $I_{ДИН}$  - ток динамической стойкости, справочная величина, 32 кА для выключателей ВВ/Tel-10–20/630 УХЛ2 [23];

$I_{УД}$  - ударный ток, принимается по результату расчётов токов КЗ на шинах РП, 27,4 кА;

По условию проверки выключателя 10 кВ КСО исходя из способности отключения полного тока КЗ и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$\sqrt{2} \cdot I^{(3)}_{нок-3} + i_{атк3} \leq \sqrt{2} \cdot I_{НОМОТК} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right); \quad (78)$$

$$\sqrt{2} \cdot 10,4 + 10,4 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{50}{100}\right);$$

$$25 \text{ кА} \leq 42 \text{ кА.}$$

По условию проверки выключателя 10 кВ КРУН исходя из способности отключения полного тока КЗ и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$\sqrt{2} \cdot I^{(3)}_{нок-3} + i_{атк3} \leq \sqrt{2} \cdot I_{НОМОТК} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right); \quad (79)$$

$$\sqrt{2} \cdot 10,5 + 10,5 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{50}{100}\right);$$

$$25,3 \text{ кА} \leq 42 \text{ кА.}$$

Проводятся однотипные расчёты по выбору и проверке выключателей КСО на РТП и КРУН на ПС «Р» проектируемого района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 29, в которой дано подробное деление по каждому условию.

Таблица 29 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ КСО и КРУН проектируемого района города Хабаровск

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
<b>Ввод РТП</b>		
$U_{\text{НОМ}} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$ $i_{\text{СКВ}} = 32 \text{ кА}$ $B_{\text{К.НОМ}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{\text{а.НОМ}} = 11,31 \text{ кА}$ $I_{\text{ВКЛ}} = 20 \text{ кА}$ $I_{\text{ОТКЛ}} = 20 \text{ кА}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{РМАХ}} = 577 \text{ А}$ $i_{\text{У}0} = 27,4 \text{ кА}$ $B_{\text{К}} = 278 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{\text{ат}} = 10,4 \text{ кА}$ $I_{\text{ПО}} = 10,4 \text{ кА}$ $I_{\text{ПТ}} = 10,4 \text{ кА}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{РМАХ}}$ $i_{\text{СКВ}} \geq i_{\text{У}0}$ $B_{\text{К.НОМ}} \geq B_{\text{К}}$ $i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$ $I_{\text{ВКЛ}} \geq I_{\text{ПО}}$ $I_{\text{ОТКЛ}} \geq I_{\text{ПТ}}$
<b>СВ РТП</b>		
$U_{\text{НОМ}} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$ $i_{\text{СКВ}} = 32 \text{ кА}$ $B_{\text{К.НОМ}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{\text{а.НОМ}} = 11,31 \text{ кА}$ $I_{\text{ВКЛ}} = 20 \text{ кА}$ $I_{\text{ОТКЛ}} = 20 \text{ кА}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{РМАХ}} = 577 \text{ А}$ $i_{\text{У}0} = 27,4 \text{ кА}$ $B_{\text{К}} = 278 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{\text{ат}} = 10,4 \text{ кА}$ $I_{\text{ПО}} = 10,4 \text{ кА}$ $I_{\text{ПТ}} = 10,4 \text{ кА}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{РМАХ}}$ $i_{\text{СКВ}} \geq i_{\text{У}0}$ $B_{\text{К.НОМ}} \geq B_{\text{К}}$ $i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$ $I_{\text{ВКЛ}} \geq I_{\text{ПО}}$ $I_{\text{ОТКЛ}} \geq I_{\text{ПТ}}$
<b>Фидера 10 кВ от РТП</b>		
$U_{\text{НОМ}} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$ $i_{\text{СКВ}} = 32 \text{ кА}$ $B_{\text{К.НОМ}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{\text{а.НОМ}} = 11,31 \text{ кА}$ $I_{\text{ВКЛ}} = 20 \text{ кА}$ $I_{\text{ОТКЛ}} = 20 \text{ кА}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{РМАХ1}} = 336 \text{ А}$ $I_{\text{РМАХ2}} = 323 \text{ А}$ $i_{\text{У}0} = 27,4 \text{ кА}$ $B_{\text{К}} = 278 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{\text{ат}} = 10,4 \text{ кА}$ $I_{\text{ПО}} = 10,4 \text{ кА}$ $I_{\text{ПТ}} = 10,4 \text{ кА}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{РМАХ}}$ $i_{\text{СКВ}} \geq i_{\text{У}0}$ $B_{\text{К.НОМ}} \geq B_{\text{К}}$ $i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$ $I_{\text{ВКЛ}} \geq I_{\text{ПО}}$ $I_{\text{ОТКЛ}} \geq I_{\text{ПТ}}$
<b>Линейные КРУН ПС»Р»</b>		
$U_{\text{НОМ}} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$ $i_{\text{СКВ}} = 32 \text{ кА}$ $B_{\text{К.НОМ}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{\text{а.НОМ}} = 11,31 \text{ кА}$ $I_{\text{ВКЛ}} = 20 \text{ кА}$ $I_{\text{ОТКЛ}} = 20 \text{ кА}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{РМАХ}} = 577 \text{ А}$ $i_{\text{У}0} = 22,2 \text{ кА}$ $B_{\text{К}} = 169 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{\text{ат}} = 10,5 \text{ кА}$ $I_{\text{ПО}} = 10,5 \text{ кА}$ $I_{\text{ПТ}} = 10,5 \text{ кА}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{РМАХ}}$ $i_{\text{СКВ}} \geq i_{\text{У}0}$ $B_{\text{К.НОМ}} \geq B_{\text{К}}$ $i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$ $I_{\text{ВКЛ}} \geq I_{\text{ПО}}$ $I_{\text{ОТКЛ}} \geq I_{\text{ПТ}}$

По данным проверки выключатели ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ-2 [23] подходят под проектируемые сети 10 кВ.



### 6.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

На вводах 10 кВ, секционном и линейных выключателях РТП-6, на линейных выключателях КРУН ПС «Р» устанавливаются трансформаторы тока марки ТОЛ-10-1 [18].

По условию для выбора ТТ 10 кВ КСО и КРУН исходя из напряжения установки и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$10 \text{ кВ} \leq 12,5 \text{ кВ}.$$

По условию для выбора ТТ 10 кВ на вводах КСО и линейных ячейках КРУН исходя из длительного тока и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$I_{мах} \leq I_{ном};$$

$$577 \text{ А} \leq 600 \text{ А}.$$

Вторичная нагрузка ТТ 10 кВ рассчитывается для наиболее оснащенного приборами вторичной цепи ТТ ввода 10 кВ РТП-6, таблица 30.

Таблица 30 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	А2-Р-203		0.5	
Счетчик ЭЭ	Энергомера СЕ308	0.12		0.12
Ватметр	ЦП850	0.5		0.5
Варметр	ЦП850	0.5		0.5
Итого		1.12	0.5	1.12

По формуле нахождения номинального сопротивления вторичной обмотки ТТ 10 кВ имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}; \quad (80)$$

$$Z_{2H} = \frac{12,5}{5^2} = 0,5 \text{ Ом};$$

где  $S_{2H}$  - допустимая мощность вторичной обмотки, 12.5 ВА.

По формуле нахождения сопротивления приборов во вторичной обмотке ТТ 10 кВ имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (81)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,12}{5^2} = 0,0448 \text{ Ом},$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

По формуле нахождения сопротивления проводов соединения приборов во вторичной обмотке ТТ 10 кВ имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (82)$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 5}{4} = 0,035 \text{ Ом},$$

где  $q$  - сечение провода АКРВГ (1x4), 4 мм<sup>2</sup>;

$\rho$  - удельное сопротивление провода АКРВГ, 0,0283;

$l$  - протяженность проводов, итого 5 м.

По формуле нахождения фактического сопротивления вторичной обмотки ТТ 10 кВ имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$z_2 = r_{\text{конг}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}}, \quad (83)$$

$$z_2 = 0,1 + 0,035 + 0,0448 = 0,23 \text{ Ом},$$

где  $r_{\text{конг}}$  – сопротивление контактов при коммутации, 0,1 Ом.

По условию проверки ТТ 10 кВ исходя из нагрузки вторичной цепи и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$Z_{2Н} \geq Z_2; \quad (84)$$

$$0,5 \text{ Ом} \geq 0,23 \text{ Ом}.$$

По условию проверки ТТ 10 кВ КСО исходя из термической стойкости и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$B_K = I_{\text{н.о.КСО}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{сел}}),$$

$$B_K = 10,4^2 \cdot (0,045 + 2,5 + 0,01) = 278 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}};$$

$$B_{\text{Кном}} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_K \leq B_{Kном};$$

$$278 \text{ кА}^2\text{с} \leq 768 \text{ кА}^2\text{с};$$

где  $t_{терм}$  - время термической стойкости ТТ 10 кВ, 3 с;

$I_{терм}$  - ток термической стойкости ТТ 10 кВ, 16 кА.

По условию проверки ТТ 10 кВ КРУН исходя из термической стойкости и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$B_K = I_{н.о.КРУН}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел}),$$

$$B_K = 10,5^2 \cdot (0,045 + 1 + 0,01) = 169 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_K \leq B_{Kном};$$

$$169 \text{ кА}^2\text{с} \leq 768 \text{ кА}^2\text{с}.$$

По условию проверки ТТ 10 кВ КСО и КРУН исходя из электродинамической стойкости и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$I_{уд} \leq I_{дин}; \tag{85}$$

$$27,4 \leq 30 \text{ кА}.$$

где  $I_{дин}$  - ток динамической стойкости, справочная величина, 30 кА для ТТ ТОЛ-10-1.

Проводятся однотипные расчёты по выбору и проверке ТТ КСО на РТП и КРУН на ПС «Р» проектируемого района города Хабаровск, после чего найден-

ные результаты приводятся в виде таблицы 31, в которой дано подробное деление по каждому условию.

Таблица 31 – Выбор и проверка ТТ 10 кВ КСО и КРУН проектируемого района города Хабаровск

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
<b>КСО на РТП</b>		
$U_{\text{ном}} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$ $I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$ $I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$ $I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 30 \text{ кА}$ $W_{\text{к.ном}} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_{2\text{H}} = 0,5 \text{ Ом}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax ввд}} = 577 \text{ А}$ $I_{\text{рmax секц}} = 577 \text{ А}$ $I_{\text{рmax л1}} = 336 \text{ А}$ $I_{\text{рmax л2}} = 323 \text{ А}$ $i_{\text{y}\theta} = 27,4 \text{ кА}$ $W_{\text{к.}} = 278 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_2 = 0,23 \text{ Ом}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$  $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{y}\theta}$ $W_{\text{к.ном}} \geq W_{\text{к.}}$ $Z_{2\text{H}} \geq Z_2$
<b>КРУН на ПС «Р»</b>		
$U_{\text{ном}} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 30 \text{ кА}$ $W_{\text{к.ном}} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_{2\text{H}} = 0,5 \text{ Ом}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax л}} = 577 \text{ А}$ $i_{\text{y}\theta} = 22,2 \text{ кА}$ $W_{\text{к.}} = 169 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_2 = 0,23 \text{ Ом}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{y}\theta}$ $W_{\text{к.ном}} \geq W_{\text{к.}}$ $Z_{2\text{H}} \geq Z_2$

По данным проверки ТТ ТОЛ-10-1 подходят под проектируемые сети 10 кВ.

#### 6.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

На стороне 10 кВ РТП-6 и ПС «Р» выбираем трансформатор напряжения НАМИ - 10 УХЛ1 [18].

Вторичная нагрузка трансформатора приведена в таблице 32.

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	$S_{\text{потр.}}$ В*А/Вт	Число приборов	$\cos(\varphi)$	$\sin(\varphi)$	Общая потребляемая мощность	
						$P_2, \text{ Вт}$	$Q_2, \text{ Вар}$
Вольтметр	В2-Р-203	2	2	1	0	4	-
Ватметр	ЦП850	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ	Энергомера СЕ308	2,5	12	0,38	0,925	25,08	61,05
		2,5	12	0,38	0,925	25,08	61,05
Итого	-	-	-	-	-	57,16	122,1

По условию для выбора ТН 10 кВ КСО и КРУН исходя из напряжения установки и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$10 \text{ кВ} \leq 12,5 \text{ кВ}.$$

По условию проверки ТН 10 кВ исходя из нагрузки вторичной цепи и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$S_2 = \sqrt{(P_2^2 + Q_2^2)}; \quad (86)$$

$$S_2 = \sqrt{(57,16^2 + 122,1^2)} = 134,8 \text{ ВА}.$$

$$S_{2Н} \geq S_2; \quad (87)$$

$$200 \text{ ВА} \geq 134,8 \text{ ВА}.$$

Проводятся однотипные расчёты по выбору и проверке ТН в РТП и КРУН на ПС «Р» проектируемого района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 33, в которой дано подробное деление по каждому условию.

Таблица 33 – Выбор и проверка ТН 10 кВ КСО и КРУН проектируемого района города Хабаровск

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{ном} = 12,5 \text{ кВ}$ $S_{2Н} = 200 \text{ ВА}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $S_2 = 134,8 \text{ ВА}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $S_{2Н} \geq S_2$

По данным проверки ТН НАМИ-10 подходят под проектируемые сети 10 кВ.

## 6.5 Выбор и проверка жёстких шин

В КСО и КРУН применяется жёсткая ошиновка, использованы шины прямоугольного сечения  $60 \times 8 \text{ мм}^2$  марки АДО, рисунок 9.

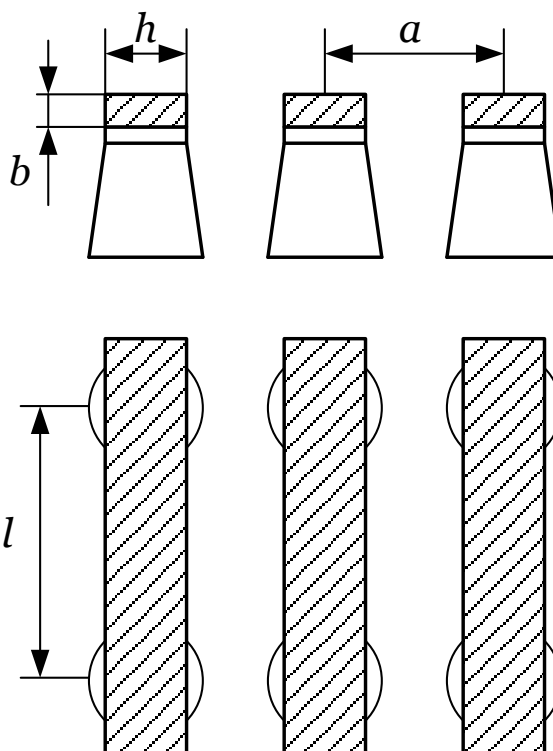


Рисунок 9 – Жёсткая ошиновка КСО и КРУН 10 кВ

По условию для выбора жёстких шин 10 кВ КСО и КРУН исходя из длительного тока и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}};$$

$$577 \text{ А} \leq 1025 \text{ А}.$$

По условию проверки жестких шин КСО 10 кВ исходя из термической стойкости и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{Bk}}{C}, \quad (88)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{278 \cdot 10^6}}{91} = 183 \text{ мм}^2;$$

$$q \geq q_{\min}; \quad (89)$$

$$480 \text{ мм}^2 \geq 183 \text{ мм}^2.$$

По условию проверки жестких шин КРУН 10 кВ исходя из термической стойкости и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{Bk}}{C},$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{169 \cdot 10^6}}{91} = 142 \text{ мм}^2$$

$$q \geq q_{\min};$$

$$480 \text{ мм}^2 \geq 142 \text{ мм}^2.$$

По формуле нахождения величины пролета между опорными изоляторами удерживающими шины в КСО и КРУН имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (90)$$



$$J = \frac{0.8 \cdot 6^3}{12} = 14.4 \text{ см}^4;$$

$$l^2 \leq \frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (91)$$

$$l \leq 1,2 \text{ м};$$

$$0,9 \text{ м} \leq 1,2 \text{ м};$$

где  $l$  - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 1,2 м условия недопустимости резонанса, в выбранном типе КСО и КРУН 0,9 м;

$q$  - поперечное сечение шины.

По условию проверки жестких шин КСО 10 кВ исходя из механического напряжения при появлении изгибающего момента и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (92)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{27400^2 \cdot 0.9^2}{0.64 \cdot 0.45} = 37 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{дон}, \quad (93)$$

$$37 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{дон} \leq 0.7 \sigma_{разр}, \quad (94)$$

$$37 \text{ МПа} \leq 0.7 \cdot 130 = 91 \text{ МПа};$$

где  $W$  - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия,  $0,64 \text{ см}^3$ ,

$a$  - расстояние между фазами, для выбранной КСО  $0,45 \text{ м}$  ;

$l$  - длина пролета между опорными изоляторами,  $0,9 \text{ м}$ .

Проводятся однотипные расчёты по выбору и проверке жёстких шин КСО на РТП и КРУН на ПС «Р», после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 34, в которой дано подробное деление по каждому условию.

Таблица 34 – Выбор и проверка жёстких шин 10 кВ КСО и КРУН проектируемого района города Хабаровск

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
КСО на РТП		
$I_{\text{ном}} = 1025 \text{ А}$ $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$ $q = 480 \text{ мм}^2$	$I_{\text{max}} = 577 \text{ А}$ $\sigma_{\text{расч}} = 37 \text{ МПа}$ $q_{\text{min}} = 183 \text{ мм}^2$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$ $q \geq q_{\text{min}}$
КРУН на ПС «Р»		
$I_{\text{ном}} = 1025 \text{ А}$ $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$ $q = 480 \text{ мм}^2$	$I_{\text{max}} = 577 \text{ А}$ $\sigma_{\text{расч}} = 24 \text{ МПа}$ $q_{\text{min}} = 142 \text{ мм}^2$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$ $q \geq q_{\text{min}}$

По данным проверки жёсткие шины КСО и КРУН подходят под проектируемые сети 10 кВ.

### 6.6 Выбор и проверка опорных изоляторов

Выбираются опорные изоляторы в КСО и КРУН ИОРП-10 УХЛ1.

По условию для выбора изоляторов 10 кВ КСО и КРУН исходя из напряжения установки и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

$$10 \text{ кВ} \leq 12,5 \text{ кВ}.$$

По условию проверки опорных изоляторов КСО 10 кВ исходя из допустимой механической нагрузке на головку изолятора и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (95)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{27400^2 \cdot 0.9}{0.8} = 195 \text{ Н};$$

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разр}, \quad (96)$$

$$F_{доп} = 0.6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н};$$

$$F_{доп} \geq F_{расч}; \quad (97)$$

$$1800 \text{ Н} \geq 195 \text{ Н};$$

где  $F_{разр}$  – разрушающее усилие на головку полимерного изолятора ИОРП-10 УХЛ1, 3000 Н.

Проводятся однотипные расчёты по выбору и проверке опорных изоляторов в РТП и КРУН на ПС «Р» проектируемого района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 35, в которой дано подробное деление по каждому условию.

Таблица 35 – Выбор и проверка опорных изоляторов 10 кВ КСО и КРУН проектируемого района города Хабаровск

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
КСО на РТП		
$U_{ном} = 12,5 \text{ кВ}$ $F_{доп} = 1800 \text{ Н}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $F_{расч} = 195 \text{ Н}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $F_{доп} \geq F_{расч}$
КРУН на ПС «Р»		
$U_{ном} = 12,5 \text{ кВ}$ $F_{доп} = 1800 \text{ Н}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $F_{расч} = 128 \text{ Н}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $F_{доп} \geq F_{расч}$

По данным проверки полимерные изолятора ИОРП-10 УХЛ1 подходят под проектируемые сети 10 кВ.

### 6.7 Выбор ограничителей перенапряжения

В КСО, линейных ячейках КРУН ПС «Р» и на КТП приняты ОПН марки ОПН – РВ/TEL У1 с классом напряжения 10 кВ [14].

По формуле [14] выбора ОПН исходя из наибольшего рабочего напряжения и имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot U_{ном.сети}, \quad (98)$$

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ}.$$

$$U_{расч} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (99)$$

$$U_{расч} = \frac{10,5}{1,52} = 6,9 \text{ кВ};$$

$$U_{уст} \geq U_{расч}, \quad (100)$$

$$10,5 \text{ кВ} \geq 6,9 \text{ кВ};$$

где  $K_B$  – коэффициент воздействия на ОПН, определяется степенью термической стойкости ОПН к тепловому импульсу без пробоя изоляции, 1,52, [13].

По формуле [14] выбора ОПН исходя из наибольшего квазистационарного напряжения и имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$U_{ном} \geq U_k \cdot \left(\frac{T_k}{10}\right)^m, \quad (101)$$

$$12,1 \geq 15 \cdot \left(\frac{2}{10}\right)^{0,2} = 10,9 \text{ кВ},$$

где  $U_{ном}$  - номинальное паспортное напряжение ОПН, 12,1 кВ;

$U_k$  - амплитуда квазистационарного перенапряжения кратностью  $1,5 \cdot U_{ном}$  при сбросе нагрузки с кабельных сетей 10 кВ от ПС «Р»;

$T_k$  - длительность квазистационарного перенапряжения при сбросе нагрузки с кабельных сетей 10 кВ от ПС «Р», 2 с;

$m$  - среднее значение коэффициента ОПН, 0,02.

По формуле [14] выбора ОПН исходя из наибольшего разрядного тока и имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$I_{ном P} \geq 5 \text{ кА},$$

$$10 \text{ кА} \geq 5 \text{ кА},$$

где  $I_{ном P}$  – паспортное значение разрядного тока параметрами 80/20 мкс, 10 кА.

По формуле [14] выбора ОПН исходя из класса энергоемкости и имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$W = 2 \cdot U_{эк} \cdot (U_{II} - U_{эк}) \cdot \frac{T_B}{Z}; \quad (102)$$

$$W = 2 \cdot 25,7 \cdot (3,67 \cdot 10 - 25,7) \cdot \frac{7,94}{120} = 37,4 \text{ кДж},$$

$$W_{y\partial} = \frac{W}{U_{ном}}; \quad (103)$$

$$W_{y\partial} = \frac{37,4}{10} = 3,74 \text{ кДж/кВ};$$

$$W_{y\partial} \leq W_{\text{ном4 кл}}; \quad (104)$$

$$3,74 \text{ кДж/кВ} \leq 4,5 \text{ кДж/кВ}$$

где  $U_{\Pi}$  - амплитуда напряжения ОПН с учётом диапазона перенапряжений 2% кратностью  $3,67 \cdot U_{\text{ном}}$ ;

$U_{\text{эк}}$  - остающееся напряжение ОПН при коммутационном импульсе 500 А 30/60 мкс, 25,7 кВ;

$Z$  – волновое сопротивление кабелей 10 кВ от ПС «Р» до ТП, 120 Ом;

$T$  - время распространения электромагнитной волны по КЛ-10 кВ ПС «Р» до РП и ТП (протяженность КЛ 2,5 км), 7,94 мкс;

Выбирается ОПН-10 кВ с классом энергоёмкости 4 с удельной энергией поглощения до 4,5 кДж/кВ [6].

По формуле выбора ОПН исходя из тока взрывобезопасности и имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$I_{\text{ВБ}} \geq I_{\text{КЗ}}, \quad (105)$$

$$20 \text{ кА} > 10,5 \text{ кА},$$

где  $I_{\text{ВБ}}$  – ток взрывобезопасности ОПН для КЛ-10 кВ ПС «Р», 20 кА;

$I_{\text{КЗ}}$  – наибольшая величина тока КЗ на стороне 10 кВ ПС «Р», 10,5 кА.

По данным проверки ограничители перенапряжения ОПН – РВ/TEL У1 подходят под проектируемые сети 10 кВ.

## 7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Защита выполняется с зависимой или независимой характеристикой выдержки времени. Используем блоки микропроцессорной защиты «Сириус-Л» [22]. Для примера рассчитаем защиту КЛ-10 кВ ТП 11-ТП 10-ТП 9-ТП 8- ТП 7. Порядок расчёта берём в [19].

Коэффициент трансформации трансформатора тока  $n_T=400/5=80$ .

### 7.1 Токовая отсечка

По формуле [26] нахождения тока срабатывания токовой отсечки КЛ-10 кВ ТП 11-ТП 10-ТП 9-ТП 8- ТП 7 имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I^{(3)}_{по.мах} , \quad (106)$$

$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 10,46 = 11,51 \text{ кА},$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, 1,1;

$I^{(3)}_{по.мах}$  – максимальный ток КЗ на шинах ТП.

По формуле [26] нахождения коэффициента чувствительности токовой отсечки КЛ-10 кВ ТП 11-ТП 10-ТП 9-ТП 8- ТП 7 имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$K_{ч} = \frac{I^{(2)}_{КЗ}}{I_{с.з.}} , \quad (107)$$

$$K_{ч} = \frac{3,49}{11,51} = 0,3 < 2,$$

где  $I^{(2)}_{КЗ}$  – значение тока двухфазного КЗ в конце основной зоны защиты

Так как чувствительность отсечки без выдержки времени недостаточна, то целесообразно установить отсечку с выдержкой времени.

По формуле нахождения сигнала блока срабатывания токовой отсечки КЛ-10 кВ ТП 11-ТП 10-ТП 9-ТП 8- ТП 7 имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$I_{c.p.} = k_{cx} \frac{I_{c.з.}}{n_T}, \quad (108)$$

$$I_{c.p.} = 1 \cdot \frac{11,51}{80} = 143,9 \text{ A.}$$

По формуле нахождения времени формирования сигнала блока токовой отсечки КЛ-10 кВ ТП 11-ТП 10-ТП 9-ТП 8- ТП 7 имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$t_{TO_{врем}} = t_{TO} + \Delta t + t_{pz}, \quad (109)$$

$$t_{TO_{врем}} = 0 + 0,5 + 0,1 = 0,6 \text{ с.}$$

Проводятся однотипные расчёты токовой отсечки КЛ-10 кВ проектируемого района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 36, в которой дано подробное деление по каждой КЛ.

Таблица 36 – Расчёт токовой отсечки

Магистраль	I <sub>с.з.</sub> кА	n <sub>T</sub>	I <sub>с.р.</sub> А	K <sub>ч</sub>	K <sub>ч</sub> > 2
ТП11-ТП10-ТП9-ТП8-ТП7	11,51	80	143,9	0,80	0,3 < 2
ТП5-ТП1-ТП2-ТП3-ТП4	11,52	80	144,0	0,80	0,3 < 2

## 7.2 Максимальная токовая защита

По формуле [26] нахождения тока срабатывания МТЗ КЛ-10 кВ ТП 11-ТП 10-ТП 9-ТП 8- ТП 7 вычисляется его значение:

$$I_{c.з.} = I_{раб.} \cdot k_H \cdot k_{с.з.} / k_{в}, \quad (110)$$



$$I_{c.з.} = 371 \cdot 1,1 \cdot 1 / 0,95 = 430 \text{ A},$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности,  $k_H = 1,1$ ;

$k_{c.з.}$  – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1;

$k_в$  – коэффициент возврата,  $k_в = 0,95$ ;

$I_{раб.}$  – максимальный рабочий ток защищаемой линии, А.

По формуле нахождения сигнала блока срабатывания токовой отсечки КЛ-10 кВ ТП 11-ТП 10-ТП 9-ТП 8- ТП 7 имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$I_{c.p.} = I_{c.з.} \cdot k_{cx} / n_T, \quad (111)$$

$$I_{c.p.} = 430 \cdot 1 / (80) = 5,37 \text{ A},$$

где  $k_{cx}$  – коэффициент схемы,  $k_{cx} = 1$ .

По формуле нахождения коэффициента чувствительности МТЗ КЛ-10 кВ ТП 11-ТП 10-ТП 9-ТП 8- ТП 7 имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$K_{\psi} = \frac{I_{K3}^{(2)}}{I_{c.з.}} > 1,5. \quad (112)$$

$$K_{\psi} = \frac{3,49}{0,43} = 8,1 > 1,5.$$

По формуле нахождения времени формирования сигнала блока МТЗ КЛ-10 кВ ТП 11-ТП 10-ТП 9-ТП 8- ТП 7 имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$t_{MTЗ} = t_{TOврем} + \Delta t + t_{pz}, \quad (113)$$

$$t_{MTЗ} = 0,6 + 0,5 + 0,1 = 1,2 \text{ с.}$$

Проводятся однотипные расчёты МТЗ КЛ-10 кВ проектируемого района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблиц 37, в которой дано подробное деление по каждой КЛ.

Таблица 37 – Расчёт МТЗ

Магистраль	I <sub>с.з.</sub> кА	I <sub>с.р.</sub> А	К <sub>ч</sub>	Сравнение К <sub>ч</sub> > 1,5
ТП11-ТП10-ТП9-ТП8-ТП7	0,43	5,37	8,1	8,1 > 1,5
ТП5-ТП1-ТП2-ТП3-ТП4	0,38	4,76	9,2	9,2 > 1,5

### 7.3 Защита от однофазных замыканий на землю

По формуле [26] нахождения величины емкостного тока КЛ 10 кВ ТП 11-ТП 10-ТП 9-ТП 8- ТП 7 при подключении района проектирования имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$I_{\text{повр}} = \frac{1,35 \cdot U_H \cdot L_K}{10}, \quad (114)$$

$$I_{\text{повр}} = \frac{1,35 \cdot 1,1 \cdot 6}{10} = 1,7 \text{ А.}$$

По формуле нахождения величины емкостного тока КЛ 10 кВ ТП 11-ТП 10-ТП 9-ТП 8- ТП 7 через терминал защиты имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$I_{\text{ГНП.повр.л}} = I_c - I_{\text{повр}}, \quad (115)$$

$$I_{\text{ГНП.повр.л}} = 5,1 - 1,7 = 3,4.$$

По формуле нахождения сигнала блока срабатывания ЗНЗ КЛ 10 кВ ТП 11-ТП 10-ТП 9-ТП 8- ТП 7 имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$I_{с.з.} = I_{ТНП.повр.л} / k_{ч}; \quad (116)$$

$$I_{с.з.} = 7,02 / 1,5 = 2,3 \text{ А};$$

где  $k_{ч}$  – коэффициент чувствительности, 1,5.

Проводятся однотипные расчёты МТЗ КЛ-10 кВ проектируемого района города Хабаровск, после чего найденные результаты приводятся в виде таблиц 38, в которой дано подробное деление по каждой КЛ.

Таблица 38 – Расчёт ЗНЗ

Магистраль	$I_{повр.л}$ , А	$I_{ТНП.повр.л}$ , А	$I_{с.з.}$ , А
ТП11-ТП10-ТП9-ТП8-ТП7	1,7	3,4	2,3
ТП5-ТП1-ТП2-ТП3-ТП4	1,4	3,8	2,5

#### 7.4 Автоматическое включение резерва

По формуле нахождения напряжения срабатывания АВР для стороны 10 кВ ПС «Р» имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$U_{с.з.} = 0,4 \cdot U_{ном.}; \quad (117)$$

$$U_{с.з.} = 0,4 \cdot 10000 = 400 \text{ В}.$$

По формуле нахождения времени формирования сигнала блока АВР для стороны 10 кВ ПС «Р» имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$t_{ABP} = t_{MT3} + \Delta t + t_{pz}, \quad (118)$$

$$t_{ABP} = 1,2 + 0,5 + 0,1 = 1,8 \text{ с}.$$

## 8 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Необходимо рассчитать заземление отдельно стоящего РУ 10 кВ, совмещенного с двухтрансформаторной подстанцией КТП 2×1000 (10/0,4 кВ).

В качестве вертикальных заземлителей принимаются стальные стержни диаметром 15 мм и длиной 2 м, которые погружают в грунт методом ввертывания. Верхние концы электродов располагают на глубине 0,7 м от поверхности земли. К ним приваривают горизонтальные электроды стержневого типа из той же стали, что и вертикальные электроды [15].

По формуле нахождения сопротивления одного вертикального электрода при стационарном режиме имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_{грунт}}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot \ln \left[ \frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)} \right], \quad (119)$$

$$R_{ЭВ} = \frac{100}{\pi \cdot 2 \cdot 2} \cdot \ln \left[ \frac{4 \cdot 2 \cdot (2 \cdot 0,7 + 2)}{0,015 \cdot (4 \cdot 0,7 + 2)} \right] = 50 \text{ Ом}$$

где  $l_B$  - длина вертикального электрода, м;

$h_3$  - глубина заложения заземлителя, м;

$\rho_{грунт}$  - удельное сопротивление грунта, по [15] для неводоносных песков с примесью глины берём из диапазона 80-200 Ом·м (принимаем 100 Ом·м);

$d$  - диаметр электродов, м.

По формуле нахождения сопротивления одного горизонтального электрода при стационарном режиме имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$R_{ЭГ} = \frac{\rho_{грунт}}{\pi \cdot l} \cdot \ln \left[ \frac{1,5 \cdot l}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}} \right], \quad (120)$$

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{100}{\pi \cdot 8,35} \cdot \ln \left[ \frac{1,5 \cdot 8,35}{\sqrt{2 \cdot 0,015 \cdot 0,7}} \right] = 9 \text{ Ом},$$

где  $l$  – длина горизонтальной полосы, м.

По формуле нахождения длина горизонтальной полосы электрода при стационарном режиме имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$l = (A + B + 3) / 2 \quad (121)$$

$$l = (6,8 + 6,9 + 3) / 2 = 8,35 \text{ м}$$

где  $A$  - длина сооружения, м;

$B$  - ширина сооружения, м.

По формуле нахождения общего сопротивления заземлителя при стационарном режиме имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$R = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_{\text{В}} \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_{\text{Г}} \cdot R_{\text{ЭВ}})}, \quad (122)$$

$$R = \frac{50 \cdot 9}{0,75 \cdot (6 \cdot 9 + 4 \cdot 50)} = 2,3 \text{ Ом} \leq 4 \text{ Ом}, \text{ заземлитель рассчитан верно,}$$

где  $\eta = 0,75$  - коэффициент использования;

$n_{\text{В}}$  - число вертикальных электродов;

$n_{\text{Г}}$  - число горизонтальных электродов.

По формуле нахождения сопротивления одного вертикального электрода при импульсном режиме имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$R_{uB} = \frac{\alpha_{uB} \cdot R_{ЭB}}{\eta \cdot n_B}, \quad (123)$$

$$R_{uB} = \frac{1 \cdot 50}{0,75 \cdot 6} = 11 \text{ Ом.}$$

где  $\alpha_{uB} = 1$  - импульсный коэффициент вертикального электрода.

По формуле нахождения удельной индуктивности горизонтальной полосы электрода при стационарном режиме имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$L_0 = 0,2 \times \left( \ln \frac{l}{r} - 0,31 \right), \quad (124)$$

$$L_0 = 0,2 \times \left( \ln \frac{8,35}{0,01} - 0,31 \right) = 1,42 \text{ мкГн/м}$$

По формуле нахождения импульсного коэффициента горизонтальной полосы электрода при стационарном режиме имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$\alpha_{uГ} = 1 + \frac{L_0 \cdot l}{3 \cdot \tau_\phi \cdot R_{ЭГ}}, \quad (125)$$

$$\alpha_{uГ} = 1 + \frac{1,42 \cdot 8,35}{3 \cdot 2 \cdot 9} = 1,22.$$

где  $\tau_\phi = 2 \text{ мкс}$  - длительность фронта тока молнии.

По формуле нахождения сопротивления одного горизонтального электрода при импульсном режиме имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$R_{u\Gamma} = \alpha_u \cdot R_{\text{э}\Gamma}, \quad (126)$$

$$R_{u\Gamma} = 1,22 \cdot 9 = 11 \text{ Ом.}$$

По формуле нахождения сопротивления заземлителя при импульсном режиме имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$R_u = \frac{R_{u\Gamma} \cdot R_{uB}}{\eta_u \cdot (n_B \cdot R_{u\Gamma} + n_\Gamma \cdot R_{uB})}, \quad (127)$$

$$R_u = \frac{11 \cdot 11}{0,75 \cdot (6 \cdot 11 + 4 \cdot 11)} = 1,5 \text{ Ом} \leq 9 \text{ Ом}, \text{ заземлитель рассчитан верно.}$$

## 9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Меры безопасности при подключении проектируемых сетей системы электроснабжения 10/0,4 кВ Северного жилого района №2 города Хабаровск к существующим рассмотрены в соответствующем подразделе 10.1. В подразделе 10.2 определяется площадь отвода земель в постоянное и временное пользование под прокладку КЛ 10-0,4 кВ и размещение ТП 10/0,4 кВ на территории Северного жилого района №2 города Хабаровск. В подразделе 10.3 за наиболее частую чрезвычайную ситуацию на объектах системы электроснабжения Северного жилого района №2 города Хабаровск принимается пожар в электроустановке и рассматриваются меры пожарной безопасности.

### 9.1 Безопасность

Установка заземления во время подключения проектируемых сетей системы электроснабжения 10/0,4 кВ Северного жилого района №2 города Хабаровск применяется в качестве одной из основных мер обеспечения безопасности рабочего персонала [27].

После проверки отсутствия напряжения на токоведущих частях сетей 0,4-10 кВ и перед выполнением каких-либо работ на токоведущие части устанавливается заземление.

Порядок установки переносного заземления на токоведущих частях сетей и оборудования 0,4-10 кВ проектируемых сетей системы электроснабжения 10/0,4 кВ Северного жилого района №2 города Хабаровск должен быть выполнен с подключением в первую очередь к заземляющему устройству, далее, убедившись в отсутствии напряжения, производится подключение к токоведущей части. Порядок снятия переносного заземления с токоведущих частей сетей и оборудования 0,4-10 кВ должен быть выполнен при отключении заземления в первую очередь с токоведущей части, затем от заземляющего устройства.

Действия персонала при установке переносного заземления на токоведущих частях сетей и оборудования 0,4 кВ выполняются в диэлектрических перчатках, при установке переносного заземления на токоведущих частях сетей и



оборудования 10 кВ должны использоваться изолирующие штанги. Зажимы на переносном заземлении также закрепляются при помощи изолирующей штанги или непосредственно руками в диэлектрических перчатках.

В качестве заземляющих проводников следует использовать только соответствующие устройства, имеющие подходящие параметры для цели соединения части электроустановки с землёй [27].

Ошиновка в РУ-10 кВ ПС «Р» при проведении работ на отключенных её частях должна быть заземлена на одной из фаз. В электроустановках проектируемых сетей системы электроснабжения 10/0,4 кВ Северного жилого района №2 города Хабаровск заземлению подлежат токоведущие части всех фаз выведенного в ремонт участка со всех возможных для подачи напряжения сторон.

В РУ-10 кВ ПС «Р» при проведении работ на отключенном линейном разъединителе 10 кВ на КЛ-10 кВ должно быть устроено дополнительное заземление таким образом, чтобы его невозможно было снять в результате ошибочных действий персонала.

Заземленные токоведущие части в РУ-10 кВ ПС «Р» должны располагаться через видимый разрыв от токоведущих частей, находящихся под напряжением. Отделить от токоведущих частей, на которых проводятся работы в РУ-10 кВ ПС «Р» заземления, установленные для защиты персонала допускается выключателями в выключенном положении или выкатными тележками КРУ, разъединителями, выключателями нагрузки, снятыми предохранителями, демонтированными шинами или проводами.

Токowедущие части в РУ-10 кВ ПС «Р», на которых проводятся работы следует дополнительно заземлять для того, чтобы избежать попадания под наведенное напряжение.

В электроустановках проектируемых сетей системы электроснабжения 10/0,4 кВ Северного жилого района №2 города Хабаровск переносные заземления подключаются к токоведущим частям в местах, очищенных от краски.

При сооружении сетей системы электроснабжения 10/0,4 кВ Северного жилого района №2 города Хабаровск проведение работ на сборных шинах РУ

ПС «Р», в щитах и сборках проводится при снятом с них напряжении, шины при этом заземляются. Наряд на работы в щитах и сборках РУ-10 кВ ПС «Р» должен отображать объём и порядок установки заземлений.

В электроустановках при сооружении сетей системы электроснабжения 10/0,4 кВ Северного жилого района №2 города Хабаровск переносные заземления могут быть демонтированы на время проведения измерений сопротивления изоляции или подобные манипуляции с оборудованием, необходимые для выполнения работ по наряду допуску. Указания ответственного работника, выдающего наряд производителю работ должны содержать разрешения на снятие и повторную установку заземлений в отдельной графе наряда допуску с расшифровкой мест установки и снятия, причин таких операций [28].

При реконструкции РУ ТП 0,4/10 кВ операции по установке и снятию устройств заземлений допускается выполнять одному работнику из числа оперативного персонала, у которого имеется группа III по электробезопасности.

При сооружении проектируемых сетей системы электроснабжения 10/0,4 кВ Северного жилого района №2 города Хабаровск операции по установке и снятию устройств заземлений допускается выполнять двум работникам, для одного работника из числа оперативного персонала должна быть группа IV по электробезопасности, для второго работника из числа ремонтного персонала должна быть группа III по электробезопасности. При заземлении присоединений потребителей один из работников, выполняющий установку и снятие устройств заземлений может быть из персонала потребителей. Для отдаленных ТП 10/0,4 кВ операции по установке и снятию устройств заземлений разрешаются вторым работником из числа ремонтного персонала с группой III по электробезопасности, операции по включению заземляющих ножей допускаются работником из числа оперативного персонала с группой IV.

Переносные заземления в проектируемых сетях системы электроснабжения 10/0,4 кВ Северного жилого района №2 города Хабаровск единолично отключать разрешается работнику из числа оперативного персонала с группой III по электробезопасности.

КЛ-0,4 кВ при сооружении сетей 0,4 кВ должны быть заземлены во всех РУ и у тех секционирующих коммутационных аппаратов, где КЛ-0,4 кВ отключается.

КЛ-10 кВ при сооружении сетей 10 кВ разрешается оборудовать заземлением только в одном РУ или у одного секционирующего аппарата либо на КЛ, близко расположенной к РУ 10 кВ или секционирующему аппарату. Наличие заземления между рабочим местом и РУ 10 кВ или аппаратами, осуществляющими секционирование сети 10 кВ не обязательно в случае отключения КЛ-10 кВ, на которой проводятся работы со снятием напряжения. На КЛ-10 кВ при сооружении сетей 10 кВ указанные заземления должны быть устанавливаться на КЛ, укомплектованных заземляющими устройствами.

На КЛ-10 кВ при сооружении сетей 10 кВ системы электроснабжения 10/0,4 кВ Северного жилого района №2 города Хабаровск установка заземления на рабочем месте должна быть обязательной, а также грозозащитные тросы при их наличии тоже подлежат заземлению.

На КЛ-10 кВ при сооружении сетей 10 кВ должны быть две точки заземления – на начальной и конечной кабельной заделках. Заземление на конечной заделке запрещено, так как вероятность перехода грозового импульса или коммутационных перенапряжений на участок работ сохраняется.

В случае если на одноцепной КЛ-10 кВ проводятся работы по сооружению сетей 10 кВ, то заземление устанавливается по возможности на рабочей или соседней заделке. Двухсторонне заземление участка работ на КЛ-10 кВ при сооружении сетей 10 кВ эффективно выполнять при протяженности участка менее 2 км.

Монтаж заземления на КЛ-10 кВ при сооружении сетей 10 кВ системы электроснабжения 10/0,4 кВ Северного жилого района №2 города Хабаровск, не оборудованных заземляющими спусками, выполняется посредством присоединения заземления к траверсам и другим металлическим частям траншеи КЛ, находящимся в устойчивом контакте с заземляющим устройством.

При сооружении сетей 0,4 кВ с заземленной нейтралью при наличии повторного заземления рабочего нулевого проводника требуется присоединение переносных заземляющих ножей к этому нулевому проводнику. В этом случае глубина погружения в грунт вертикально переносного заземления должна быть не менее 0,5 м.

На КЛ при сооружении сетей 0,4 кВ, которые были отключены для ремонта установки и демонтаж переносных заземлений и включение имеющиеся на заземляющих ножей осуществляется работниками из числа оперативного персонала, если у обоих III группа по электробезопасности.

На КЛ при сооружении сетей 0,4 кВ, которые были отключены для ремонта установки и демонтаж переносных заземлений и включение имеющиеся заземляющих ножей осуществляется работниками из числа оперативного персонала, если у одного IV группа по электробезопасности, а у другого III группа по электробезопасности. Если задействован работник из числа ремонтного персонала, то его группа по электробезопасности должна быть III. Если задействован работник из числа персонала потребителя, то его группа по электробезопасности должна быть III.

Отключение заземляющих ножей на КЛ при сооружении сетей 0,4-10 кВ села допускается выполнять одному работнику из числа оперативного персонала, чья группа по электробезопасности III.

## **9.2 Экологичность**

Руководствуясь необходимостью нахождения какого-либо количественного показателя экологичности работы, определяется площадь отвода земель в постоянное и временное пользование под прокладку КЛ 10-0,4 кВ и размещение ТП 10/0,4 кВ на территории Северного жилого района №2 города Хабаровск [30].

Исходные данные для расчёта – количество ТП с двумя силовыми трансформаторами  $n_{\text{ТП}}=11$  шт, протяженность КЛ 0,4 кВ в проектируемых сетях  $L_{\text{КЛ}0,4\text{кВ}}=5770$  м, протяженность КЛ 10 кВ в проектируемых сетях

$L_{\text{КЛ}10\text{кВ}}=3800$  м. Все дальнейшие расчёты опираются на приведенные выше исходные данные.

По формуле нахождения площади земель, отводимых в постоянное пользование для нахождения на них КТП 10/0,4 кВ имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$S_{\text{ТПП}} = S_{\text{ТП2}} \cdot n_{\text{ТП2}}, \quad (128)$$

$$S_{\text{ТПП}} = 80 \cdot 11 = 880 \text{ м}^2,$$

где  $S_{\text{ТП2}}$  - площадь, отводимая в постоянное пользование для нахождения на них КТП 10/0,4 кВ где установлены два силовых трансформатора, [29] 80  $\text{м}^2$ ;

$n_{\text{ТП2}}$  - количество ТП с двумя силовыми трансформаторами, 11 шт.

Сооружение КЛ 0,4-10 кВ на территории Северного жилого района №2 города Хабаровск будет сопряжено с устройством траншей и прокладкой КЛ непосредственно в траншеях, однако процесс раскатки и подготовки траншей связан со временным изъятием полосы земель шириной не более 6 м по трассе КЛ 10-0,4 кВ.

По формуле нахождения протяженности КЛ 10-0,4 кВ на территории Северного жилого района №2 города Хабаровск имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$L_{\text{КЛ}} = L_{\text{КЛ}10\text{кВ}} + L_{\text{КЛ}0,4\text{кВ}}, \quad (129)$$

$$L_{\text{КЛ}} = 3800 + 5770 = 9570 \text{ м},$$

где  $L_{\text{КЛ}10\text{кВ}}$  - протяженность КЛ 10 кВ в проектируемых сетях, 3800 м;

$L_{КЛ0,4кВ}$  - протяженность КЛ 0,4 кВ в проектируемых сетях, 5770 м,

По формуле нахождения площади земель, отводимых во временное пользование для прокладки КЛ 10-0,4 кВ на территории Северного жилого района №2 города Хабаровск имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$S_{КЛ} = L_{КЛ} \cdot L_{полосы}, \quad (130)$$

$$S_{КЛ} = 9570 \cdot 6 = 57420 \text{ м}^2,$$

где  $L_{полосы}$  - ширина полосы земли, по [29] 6 м.

Определена площадь отвода земель в постоянное пользование для ТП 10/0,4 кВ на территории Северного жилого района №2 города Хабаровск, 880 м<sup>2</sup>, а также определена площадь отвода земель во временное пользование под прокладку КЛ 10-0,4 кВ, 57420 м<sup>2</sup>.

### 9.3 Чрезвычайные ситуации

При сооружении системы электроснабжения Северного жилого района №2 города Хабаровск будут выполнены работы по переподключению и перезаводке кабельных вставок для подключения КЛ 10 кВ к шинам центра питания ПС «Р». Так как в результате КЗ на оборудовании КРУ ПС «Р» могут возникнуть возгорания в РУНН ПС «Р», то за наиболее частую чрезвычайную ситуацию на объектах системы электроснабжения Северного жилого района №2 города Хабаровск принимается пожар в электроустановке.

Реконструкция РУНН ПС «Р» должна проводиться с соблюдением правил пожарной безопасности [32].

Запрещено выполнять монтаж или ремонт силового оборудования КРУ в помещении РУНН ПС «Р» если не работает вентиляция или заблокирована вентиляционная шахта.

Вентиляционная шахта в помещении РУНН ПС «Р» должна быть снабжена фильтром-пылеуловителем для предотвращения попадания и скопления пыли в помещении РУНН ПС «Р», а также иметь металлическую решетку для исключения попадания животных в РУНН ПС «Р».

Для помещения РУНН ПС «Р» должны быть предусмотрены регулярные уборки, при которых удаляется пыль со всех мест ее скопления. Уборка проводится по утвержденному графику не реже, чем 1 раз в 6 мес. Способ уборки определяется в соответствии с требованиями безопасности при нахождении в помещении с электроустановками под напряжением. Контроль за проведением работ по уборке должен быть организован работником из числа руководителей бригады с проведением инструктажа по безопасному способу проведения работ в помещении РУНН ПС «Р».

Кабельные каналы и переходы в помещении РУНН ПС «Р» должны быть укрыты плитами из негорючего материала, целостность плит должна проверяться регулярно при проведении работ в помещении РУНН ПС «Р». Прокладка кабелей в РУНН ПС «Р» осуществляется с необходимым расстоянием между ними во избежание скопления пыли и посторонних предметов в межкабельных зазорах.

В помещении РУНН ПС «Р» запрещены к оборудованию помещения, назначение которых не соответствует прямым функциям РУНН ПС «Р» по распределению и снабжению электроэнергией линейных ячеек КРУ-10 кВ, их защите и измерениям. Кроме того, в помещении РУНН ПС «Р» не допускается складирование и хранение ремонтного фонда оборудования, емкостей с горючими жидкостями и любых пожаровзрывоопасных веществ и составов.

Работы с маслонаполненным оборудованием при демонтаже масляных выключателей РУНН ПС «Р» проводятся в условиях ограничения попадания масла на оборудование РУНН ПС «Р». Розлив масла устраняется на месте специальными средствами, не допускается перенос работ по устранению разлива масла и других воспламеняющихся составов в РУНН ПС «Р». Попадание масла

на негорючие вставки кабельных каналов и переходов не допускается, в случае попадания масла проводится замена загрязненных участков негорючих вставок.

Работы с маслонаполненным оборудованием при демонтаже масляных выключателей РУНН ПС «Р» проводятся с исправными поддонами для слива масла, маслоотводящие трубки должны быть в рабочем состоянии при сборе масла в сборный бак [31].

Запрещается выполнение работ по устранению протечек масла с маслонаполненного оборудования при демонтаже масляных выключателей РУНН ПС «Р» с помощью тряпок, ветошей, временных поддонов.

В РУНН ПС «Р» присутствуют указатели ближайшего выхода для эвакуации персонала при чрезвычайной ситуации, при этом указатели движения до ближайшего выхода отмечены подсветкой от автономного источника питания (аккумулятор).

Для РУНН ПС «Р» использованы кабели без горючего покрова и изоляции, оболочка кабелей 10 кВ выполнена из пластика с низким газовыделением и дымовыделением.

Применяемые в РУНН ПС «Р» плиты для перекрытия кабельных каналов выполнены с ручками-держателями для их быстрого демонтажа. Материал плит является негорючим и не содержит отравляющих веществ в составе.

В помещении РУНН ПС «Р» во время и после монтажа не допускаются пересечения магистрали прокладки кабелей 10 кВ с какими-либо другими кабельными магистралями или сетями.

Работы, связанные с устройством или переоборудованием кабельных сооружений РУНН ПС «Р», проводятся без нарушения целостности огнезащитных кабельных покрытий, в случае обнаружения повреждений или дефектов покрытий выполняется комплекс работ по восстановлению и приведению в рабочее состояние огнезащитных покрытий.

В местах переходов кабелей 10 кВ между перекрытиями в помещении РУНН ПС «Р» устраиваются перегородки из негорючего материала с требуе-



мым пределом огнестойкости по [10]. Оставлять кабельные переходы без огнестойких перегородок запрещено.

Защитное заземление в помещении РУНН ПС «Р» содержится в исправном состоянии и проходит измерения сопротивления не реже 1 раза в год. При испытаниях проводится проверка креплений заземления, спусков к нему из помещения РУНН ПС «Р», сварных и болтовых соединений.

Согласно утвержденным планам тушения пожара, места расположения пожарной техники при пожаре в РУНН ПС «Р» оборудованы местами заземления пожарных стволов и техники. Исправное состояние устройства заземления пожарных стволов и техники проверяется аналогично защитному заземлению РУНН ПС «Р».

Исправность системы оповещения о пожаре в РУНН ПС «Р» проверяется 1 раз в 6 месяцев и включает в себя контроль срабатывания датчиков дыма и температуры в помещении РУНН ПС «Р», выявленные неисправности и ошибки срабатывания системы оповещения о пожаре устраняются в максимально короткий срок [33].

Противопожарные тренировки обслуживающего персонала РУНН ПС «Р» совместно с подразделениями пожарной охраны проводятся 1 раз в год, при этом отрабатываются действия персонала, задействованного в тушении пожара в зависимости от различных условий возникновения возгорания.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проектирования выполнен расчет электрических нагрузок проектируемых зданий, определено количество и мощности трансформаторов ТП, выбраны аппараты и кабели 10 кВ, рассчитаны токи короткого замыкания, спроектирована система внешнего электроснабжения, произведена компенсация реактивной мощности и емкостных токов, оценена надёжность схемы, посчитаны уставки релейной защиты и автоматики.

Подробно рассчитана сеть 0,4 кВ, проверена по условиям качественной работы и оснащена современными защитными аппаратами.

Рассмотрены меры безопасности при подключении проектируемых сетей системы электроснабжения 10/0,4 кВ Северного жилого района №2 города Хабаровск к существующим. Определена площадь отвода земель в постоянное и временное пользование под прокладку КЛ 10-0,4 кВ и размещение ТП 10/0,4 кВ на территории Северного жилого района №2 города Хабаровск. За наиболее частую чрезвычайную ситуацию на объектах системы электроснабжения Северного жилого района №2 города Хабаровск принят пожар в электроустановке и рассмотрены меры пожарной безопасности.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Схема и программа развития электроэнергетики Хабаровского края на 2020-2024 годы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://tek.khabkrai.ru/?menu=getfile&id=1700&view=1> (дата обращения: 10.06.2023).

2 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введён 2014-07-01. – М. : Изд-во Стандартиформ. – 2014.

3 Паспорт города Хабаровск [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://khv27.ru/upload/iblock/fda/%D0%9F%D0%90%D0%A1%D0%9F%D0%9E%D0%A0%D0%A2%20%D0%93%D0%9E%D0%A0%D0%9E%D0%94%D0%90%202021.docx> (дата обращения: 10.06.2023).

4 Эксплуатация систем электроснабжения [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс для спец. 140211 - Электроснабжение / АмГУ, Эн.ф. ; сост. А. Г. Ротачева, Д. Н. Панькова. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 156 с.

5 Электроснабжение объектов [Текст] : учеб. пособие для СПО / Е. А. Конюхова. - 9-е изд., испр. - М. : Академия, 2013. - 320 с. : рис., табл. - (Среднее проф. образование. Электротехника). - Библиогр. : с. 311

6 Кужеков, С. Л. Практическое пособие по электрическим сетям и электрооборудованию [Текст] / С. Л. Кужеков, С. В. Гончаров. - 4-е изд., доп. и перераб. - Ростов н/Д : Феникс, 2010. - 493 с. : рис., табл. - (Профессиональное мастерство). - Библиогр. : с. 480.

7 Мясоедов, Ю. В. Электроснабжение городов [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014 - ., Ч. 1. - 2014. - 106 с. Режим доступа (дата обращения: 10.04.2023).

8 Мясоедов, Ю. В. Электроснабжение городов [Электронный ресурс] : сб.-учеб. метод. материалов для направления подготовки 13.03.02 "Электроэнергетика и электротехника" / АмГУ, Эн.ф. ; сост.: Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 182 с. Режим доступа [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/9662.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9662.pdf) (дата обращения: 10.04.2023).

9 Мясоедов, Ю. В. Электроснабжение городов [Электронный ресурс] : метод. указания к курс. проектированию для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Ю. В. Мясоедов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 100 с. Режим доступа [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7475.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7475.pdf) (дата обращения: 10.04.2023).

10 Коробов, Г. В. Электроснабжение. Курсовое проектирование [Текст] : учеб. пособие : рек. УМО / Г. В. Коробов, В. В. Картавцев, Н. А. Черемисинова ; под общ. ред. Г. В. Коробова. - 3-е изд., испр. и доп. - СПб. : Лань, 2014. - 192 с. : рис., табл. - (Учебники для вузов. Спец. лит.). - Библиогр. : с. 154 .

11 Мясоедов, Ю. В. Системы электроснабжения промышленных объектов и городов [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Ч. 2. Электроснабжение жилых домов с улучшенной планировкой и коттеджей / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 162 с. Режим доступа [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7366.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7366.pdf) (дата обращения: 10.04.2023).

12 Алиев И. И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию [Текст] : учеб. пособие для вузов / Алиев И.И. - 2-е изд., доп. - М. : Высш. шк., 2015. - 256 с. -

13 Савина Н. В. Системы электроснабжения [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс дисц. для спец. 140211.65 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Н. В. Савина . - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 124 с. – Режим доступа:

[http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/6056.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/6056.pdf) (дата обращения: 10.05.2023).

14 Савина Н. В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с. - Режим доступа: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7361.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf) (дата обращения: 10.05.2023).

15 Бочаров Ю. Н. Техника высоких напряжений [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. Н. Бочаров, С. М. Дудкин, В. В. Титков. - СПб. : С.-Петербург. политех. ун-т Петра Великого, 2013. - 265 с. - Б. ц. Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/43976> (дата обращения: 24.05.2023).

16 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98, М.: Издательство НЦ ЭНАС., 2002.

17 ГОСТ Р 50736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока КЗ (водится с 01.07.2008 взамен ГОСТ Р 50254 – 92).

18 Официальный сайт ОАО «Электрощит» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.electroshield.ru/catalog/properties/3/689/> (доступ от 25.04.2023)

19 Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая ред.)/Мин. экономики РФ, Мин. финансов РФ, Г К по р-ву, архит. и жил. политике; рук. авт. коллект. Косов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. ~М.: ОАО «НПО»; Экономика, 2020.-421 с.

20 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей : справочник / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

21 Приложение к постановлению комитета по ценам и тарифам Правительства Хабаровского края от 29.12.2022 №42/32 «Об установлении для организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии, приобрета-

ющих её в целях компенсации потерь в сетях, принадлежащих данным организациям на праве собственности или ином законном основании.

22 Микропроцессорная релейная защита и автоматика [Электронный ресурс]: офиц. сайт.– 27.05.2023.– режим доступа: <http://www.printsip.ru/cgi/shop/item/Sirius-2-L> – (дата обращения: 15.04.2023).

23 Руководство по эксплуатации вакуумного выключателя ВВ/TEL Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.tavrida.com/upload/iblock/923/TER\\_CBdoc\\_UG\\_13.pdf](https://www.tavrida.com/upload/iblock/923/TER_CBdoc_UG_13.pdf) (дата обращения: 14.04.2023).

24 Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.

25 Киреева Э. А. Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике (с примерами расчетов) [Текст] / Э. А. Киреева, С. Н. Шерстнев. - 2-е изд., стер. - Москва : КНОРУС, 2013. - 864 с. : табл. - Библиогр.: с. 860-862.

26 Козлов А. Н. Микропроцессорные средства управления [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника". Ч. 1 . Построение основных функций цифровых релейных защит / АмГУ, Эн.ф. ; сост. А. Н. Козлов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 54 с. - Режим доступа: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7739.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7739.pdf) (дата обращения: 24.05.2023).

27 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок утв. Приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15 декабря 2020 года N 903н [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/499037306>

28 Правила противопожарного режима в российской федерации утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 16 сентября 2020 г. N 1479

29 Норма отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 750 кВ № 14278 ТМ – Т1.

30 Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Б. Булгаков ; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90 с.

31 Правила устройства электроустановок/Министерство энергетики Российской Федерации. – 7-е изд. – М.: НЦ ЭНАС, 2012. – 648 с.

32 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий : Руководящий документ РД-153.-34.0-03.301-00. - М. : ЗАО Энергетические технологии, 2000. - 116 с.

33 РД 34.12.202 (И 34-00-012-84) Инструкция по организации противопожарных тренировок на энергетических предприятиях и в организациях

34 Киреева Э. А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Текст] : учеб. / Э. А. Киреева, С. А. Цырук. - 4-е изд., стер. - М. : Академия, 2014. - 288 с. : рис. - (Профессиональное образование. Энергетика). - Библиогр. : с. 282.